



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

NUEVA METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA INERCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO CONSIDERANDO ALTA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL

PROPONENTES:

NOMBRE:	Neby Jennyfer Castrillón Gutiérrez		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Especialista controles Senior		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	njcastrillon@xm.com.co		
	AUTOR:	X	COAUTOR:

NOMBRE:	Cristhian Quiroz Castaño		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Estudiante en práctica		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	cquirozc@unal.edu.co		
	AUTOR:		COAUTOR: X

NOMBRE:	Juan Camilo González Vélez		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Analista controles		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	jgonzalez@XM.com.co		
	AUTOR:		COAUTOR: X

NOMBRE:	Estefanía Gallego Chica		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Analista controles		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	egallego@xm.com.co		
	AUTOR:		COAUTOR: X

RESUMEN

El Sistema Eléctrico Colombiano ha estado en un proceso de preparación a nivel operativo ante la integración de fuentes de generación renovable no convencional que, dadas sus características diferenciales respecto a la generación sincrónica, requieren de la definición de nuevas estrategias de análisis y seguimiento. Uno de los mayores desafíos en esta transición está relacionado con el cambio en la robustez del sistema eléctrico derivado de la reducción de inercia ante el reemplazo de generación sincrónica por generación basada en inversores.

isa

CONEXIONES QUE INSPIRAN



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

Con el fin de hacer frente a este tema, en XM se definieron dos etapas, la primera consiste en identificar a través de análisis, cuál es la inercia mínima requerida por el sistema y en la segunda se define una metodología para determinar en tiempo real el valor de inercia para compararlo con el umbral previamente calculado. El propósito del artículo es presentar la metodología desarrollada que incluye en la primera etapa la consideración de escenarios futuros con alta penetración de generación renovable no convencional en los cuales, a través de criterios probabilísticos, se define la generación sincrónica a despachar con el fin de enriquecer las opciones de respuesta en el dominio de control primario de frecuencia y la segunda, aprovecha la información de registros del sistema para derivar el valor de su inercia real.

Los resultados muestran como la unión de ambas etapas se constituye en un apoyo fundamental para favorecer la transición energética manteniendo las condiciones de calidad y confiabilidad en la operación del sistema eléctrico colombiano.

PALABRAS CLAVES

Inercia, fuentes de generación renovable no convencional, identificación de sistemas, oscilaciones, frecuencia

CATEGORÍA: Crecimiento de los negocios actuales - Energía - Estudios

INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente el sistema eléctrico colombiano ha contado con un esquema de control de frecuencia que se basa en: rangos fijos de estadismo y banda muerta para las unidades de generación despachadas centralmente en aras de atender la regulación primaria de frecuencia, valores ajustables de reserva para regulación secundaria de frecuencia obtenida a través de análisis periódicos y valores de umbrales en tiempo y en frecuencia que se revalúan periódicamente para determinar el desempeño del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia (EDAC). Sin embargo, hasta ahora no había sido necesario definir criterios de mínima inercia en el sistema colombiano derivados de la soportabilidad de este ante eventos de frecuencia. El panorama para el sistema colombiano se viene transformando debido a la transición energética que está viviendo el país, previéndose la evolución de

un parque predominantemente sincrónico a un parque con una significativa participación de generación conectada a la red a través de inversores que puede llegar a cubrir un 80 % de la demanda [1], según las perspectivas de conexión que se tienen hasta el 2032. Ante este escenario XM como operador del sistema eléctrico colombiano ha realizado diferentes desarrollos y metodologías cuyo principal objetivo es preparar el sistema para el nuevo esquema operativo manteniendo las condiciones de seguridad, calidad, confiabilidad y economía con que hoy se opera.

Este artículo presenta la metodología desarrollada para evaluar el impacto en la frecuencia del sistema eléctrico colombiano derivada de la integración de fuentes de energía renovables no convencionales (FERNC), mostrando el efecto de funciones como la respuesta rápida en frecuencia. La metodología considera un análisis del tipo

isa

CONEXIONES QUE INSPIRAN



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

RMS que, teniendo como base un despacho determinístico de generación renovable pronosticada a futuro, y generando un despacho aleatorio sincrónico para cubrir el resto de la demanda y diferentes contingencias bajo un enfoque probabilístico, permite determinar la inercia mínima del sistema. Al considerarse diferentes escenarios de generación sincrónica y diferentes contingencias, el enfoque de

cálculo de la inercia provee mayor robustez al análisis realizado. Adicionalmente, en el artículo se presenta el desarrollo de un procedimiento que permite estimar de forma aproximada la inercia en tiempo real, basado en información histórica para comparar este valor con el límite seguro definido con la metodología desarrollada lo cual busca garantizar la toma de decisiones precisas y oportunas en la operación.

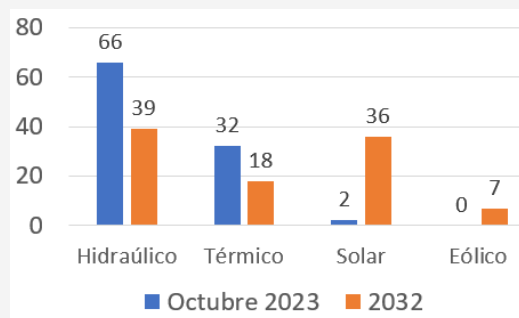
1 GENERALIDADES SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

1.1 MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL [1]

El sistema eléctrico colombiano se ha caracterizado por ser un sistema mayormente hidráulico y con una componente menor del tipo térmico. Actualmente cuenta con una matriz energética tal como se observa en la Gráfica 1 (barras azules).

1.2 MATRIZ ENERGÉTICA FUTURA [1]

A raíz de los incentivos que se han generado desde el gobierno para la integración de otras fuentes de generación, con el fin de diversificar la matriz energética y ser actor en el proceso de descarbonización del medio ambiente ha crecido el interés por la integración de otras fuentes de generación renovable, esto lo demuestra la Gráfica 1 (barras naranjas) en donde se presenta la matriz esperada para el año 2032. Tal como se observa en la Gráfica 1, la generación del sistema eléctrico colombiano es mayoritariamente renovable convencional del tipo hidráulica y continuará con esa tendencia en los próximos años.



Fuente: Elaboración propia

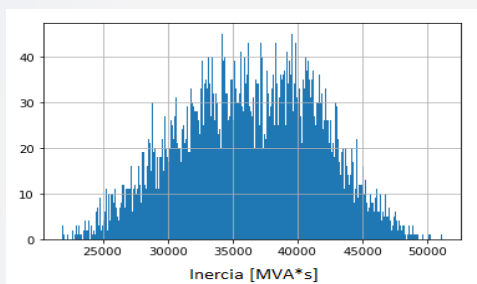
Gráfica 1. Matriz energética actual y esperada para el Sistema Eléctrico Colombiano en el 2032

Sin embargo, se espera una integración futura de fuentes de generación renovable no convencional significativa que permitirá que su participación pase del 2 % al 43 % en la matriz energética colombiana. Con base en análisis realizados se ha encontrado que existen escenarios operativos futuros en los que el 80 % de la demanda puede llegar a cubrirse con FERN. Como se ha evidenciado en otros sistemas de potencia, uno de los mayores compromisos ante este panorama es mantener las condiciones de calidad en la frecuencia del sistema eléctrico colombiano. La Gráfica 2



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

presenta el cálculo de la inercia del Sistema Eléctrico colombiano en MVA.s, para una ventana de un año.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 2. Tendencia de la inercia en el sistema eléctrico colombiano

El reto consistirá en mantener la operación segura y confiable aun ante la reducción de los valores de referencia de inercia representados en la Gráfica 2

2 METODOLOGÍA PARA EVALUAR IMPACTO EN LA FRECUENCIA ANTE INTEGRACIÓN DE FERN C

2.1. DESCRIPCIÓN

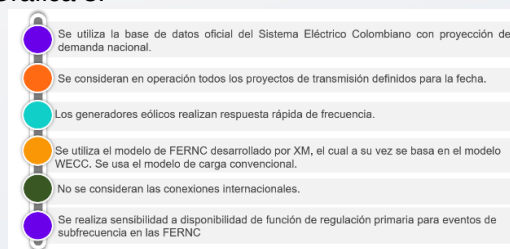
Con el fin de determinar el impacto en la frecuencia ante la integración esperada de FERN C, XM desarrolló una metodología que permite calcular la inercia mínima que el sistema requiere en diferentes escenarios para evitar actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) ante la desconexión de la unidad de generación más grande del sistema. A continuación, se presentan los pasos principales que componen la metodología mencionada:

- Se define el año futuro de análisis para el cual se realizará la evaluación.

- Se determinan los escenarios de demanda mínima, media, máxima correspondientes al año seleccionado.
- Se calculan los pronósticos de generación de FERN C para el año bajo análisis tomando como base de generación la más alta pronosticada para cada periodo de demanda.
- Se realiza una optimización que considera un rango de inercias determinado (actualmente entre 25000 MVA.s y 70000 MVA.s para el despacho de los generadores convencionales). Se define como valor inicial de inercia 25000MVA.s, dado que es el mínimo valor de inercia que, con una probabilidad superior al 99 % se alcanza naturalmente en la operación del sistema eléctrico colombiano (Información calculada a partir de Gráfica 2). Se realiza un evento de desconexión fortuito de la unidad más grande del sistema.
- Se grafica la frecuencia y se analiza si hay actuación del EDAC para cada valor de inercia.

2.2. CONSIDERACIONES DE LA METODOLOGÍA

Para los análisis realizados se tienen las consideraciones que se presentan en la Gráfica 3.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 3. Consideraciones del análisis



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

De la Gráfica 3, se destaca: La disponibilidad de la función de respuesta rápida en frecuencia (RRF) definida en la regulación colombiana para el apoyo al control de frecuencia y que debe estar disponible en las fuentes eólicas conectadas a niveles de tensión superiores a 57.5 kV, la no consideración del efecto de las interconexiones internacionales, ya que, si bien actualmente el sistema colombiano opera interconectado con el sistema eléctrico de Ecuador, para efectos del análisis no se tiene en cuenta esta interconexión con el fin de considerar el caso más restrictivo, se utiliza un modelo genérico de fuentes renovables teniendo en cuenta las características de conexión esperadas a futuro y en el sistema colombiano las fuentes de generación sincrónicas despachadas centralmente deben prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) ante eventos de sobre y subfrecuencia.

2.3. OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DESPACHADA EN LOS ESCENARIOS DE ANÁLISIS

La metodología implementada considera un rango de inercia determinado (actualmente entre 25000 MVAs y 70000 MVAs), para cada uno de estos valores se realiza un despacho de generadores sincrónicos que cumple las siguientes características: despacho del número mínimo de unidades de generación para cubrir la demanda total del escenario analizado y despacho del número mínimo de unidades de generación para cubrir el valor de inercia de cada escenario analizado. Para obtener esto se implementó un algoritmo de optimización combinatoria, con el cual se busca elegir los despachos de los generadores sincrónicos de tal forma que se minimice la

diferencia entre la generación y la demanda, con el mínimo número de unidades de generación, sin exceder el valor de inercia de cada escenario analizado.

2.4. RESULTADOS

En esta sección se presenta un ejemplo de los resultados obtenidos considerando la metodología indicada. En este caso se realizaron estudios para el año 2027 y se consideraron los periodos de demanda mínima, media y máxima que, para el caso colombiano y considerando una discretización horaria de la demanda y por ende la programación de plantas en 24 periodos, corresponden a los periodos 5, 13 y 19, respectivamente. En la Tabla 1 se presenta la demanda correspondiente a cada periodo y la generación renovable no convencional a despachar, según los pronósticos y su valor porcentual para cubrir la demanda asociada y se indica el rango de inercia que se analizó para evaluar la posible actuación del EDAC ante la pérdida de la unidad de generación más grande del sistema.

Periodo	Demanda [GW]	Inercia COL [s]	FERNC [%]	Eólica [GW]	Solar [GW]
P05	7,973	250 a 700 s	33,36	2,41	0,25
P13	9,055		86,14	1,73	6,07
P19	9,612		31,52	2,27	0,76

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Demanda y generación renovable considerada en los análisis.

En la Gráfica 4 se presentan los eventos considerados en el análisis según el periodo. Como se observa en la Tabla 1, en el periodo que se espera más integración de FERNC es el 13 por el significativo componente de generación solar fotovoltaica esperada para

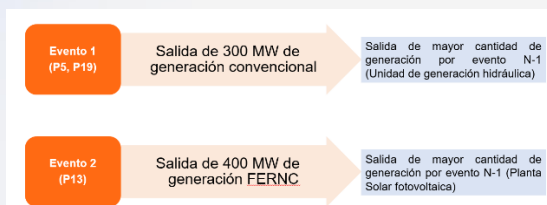
isa

CONEXIONES QUE INSPIRAN



NUEVOS DESAFÍOS, MÁS OPORTUNIDADES ¡Sé parte de la transición!

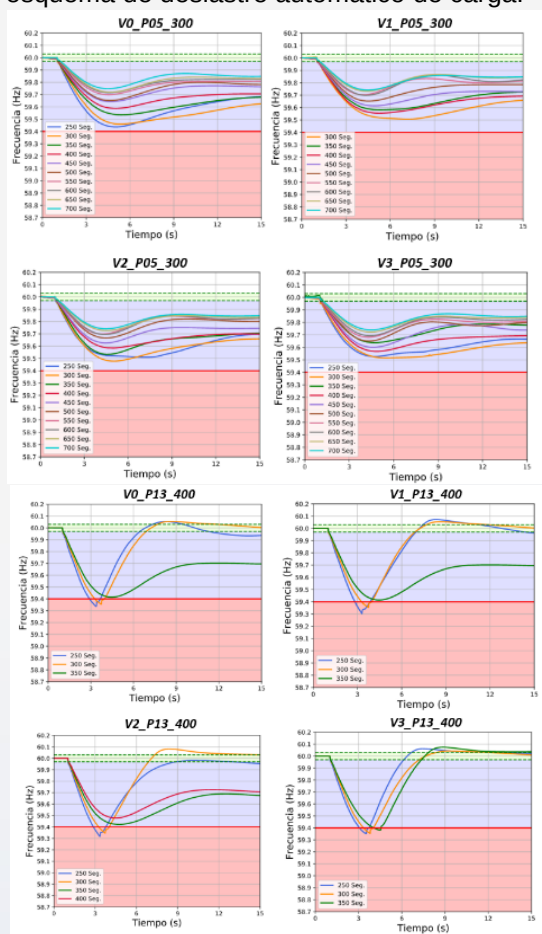
este periodo según los pronósticos realizados para las plantas de generación previstas para esta fecha.



Gráfica 4. Eventos considerados según el periodo de análisis

De la Gráfica 5 a la Gráfica 6 se presenta el resultado de las simulaciones realizadas para los escenarios de generación de FERNC reportados en la Tabla 1 y para los eventos considerados en la Gráfica 4. En estos resultados se presentan 4 casos diferentes de combinaciones de generación sincrónica convencional (V0 a V3), lo cual busca realizar sensibilidad de la respuesta en regulación primaria para despachos con diferentes plantas sincrónicas, lo cual cobra especial relevancia dado que no se incluye la función de regulación primaria de las FERNC ante eventos de subfrecuencia teniendo en cuenta que, como se indicó previamente, actualmente no hay un requerimiento de este servicio para estas fuentes. Para estos casos se incluye la función de respuesta rápida de frecuencia para las plantas eólicas. A partir del análisis de la Gráfica 5 a la Gráfica 6, se puede encontrar que: Se presentan diferencias en la respuesta de la frecuencia para valores iguales de inercia considerando diferentes despachos de generación sincrónica que cuentan con diferente respuesta de regulación primaria. Adicionalmente, en el periodo 19 no se identifica riesgo en el escenario analizado, esto se debe principalmente a que es el caso de

análisis que cuenta con menor porcentaje de inyección de generación FERNC con respecto a la demanda, sujeto al evento de menor magnitud entre los dos evaluados. Teniendo en cuenta la significativa participación de generación renovable no convencional en el periodo 13 y el impacto del evento de pérdida de generación de 400 MW, se encuentra que este es el caso con mayor riesgo operativo lo cual se hace evidente ante la actuación del esquema de deslastre automático de carga.

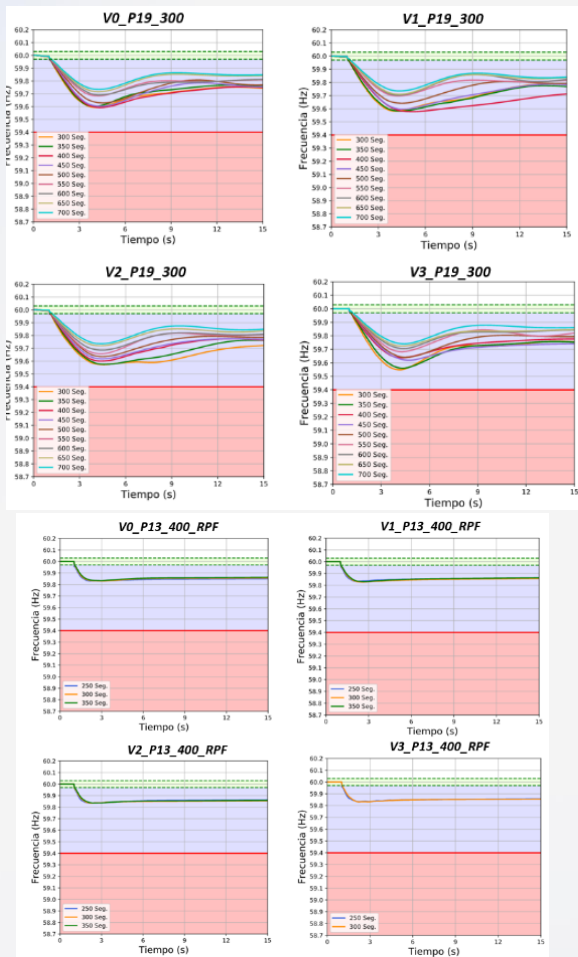




NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

Fuente: Elaboración propia

Gráfica 5. Evolución de la frecuencia para el periodo 5 (arriba) y periodo 13 (abajo)



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 6. Evolución de la frecuencia para el periodo 19 (arriba) y para el periodo 13 considerando RPF en las FERN (abajo)

Dado que, para el escenario analizado en este caso, es factible atender la demanda considerando una inercia de 250 segundos, el

resultado obtenido evidencia la necesidad de considerar una acción adicional que puede corresponder a despachar inercia adicional o a habilitar la función de regulación primaria de frecuencia en las FERN. Si bien el periodo 5 es un periodo de demanda mínima que tradicionalmente para el caso colombiano es el menos robusto a eventos, al compararse con el periodo 13, presenta una mejor caída en la frecuencia aún con valores menores de inercia al contar con menor participación de FERN. Teniendo en cuenta los resultados anteriores, se analizó el caso de incluir la función de regulación para eventos de subfrecuencia a las unidades de generación FERN. En la Gráfica 6b se presenta el resultado de incorporar esta funcionalidad para el periodo 13 considerando que es el más crítico, tal como se evidenció en la Gráfica 5. A partir de este ajuste se puede notar que la inclusión de la función de RPF en las FERN permite evitar que el evento asociado a la pérdida de 400 MW de generación produzca la activación del EDAC en valores de inercia inferiores a 350 s.

3 USO DE REGISTROS PARA ESTIMACIÓN DE INERCIA

Con el fin de tener un mecanismo para la estimación del valor de inercia en tiempo real con los registros del sistema, se plantea una metodología que consiste en caracterizar a través de simulaciones dinámicas la relación entre las excursiones de la frecuencia y la inercia total despachada para un periodo determinado del día. Para esto, se toma una base de datos del modelo eléctrico del sistema de potencia y se realizan simulaciones disparando las 10 unidades más grandes del sistema en cada uno de los 24 periodos de demanda. Para cada simulación se extrae el

isa

CONEXIONES QUE INSPIRAN



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

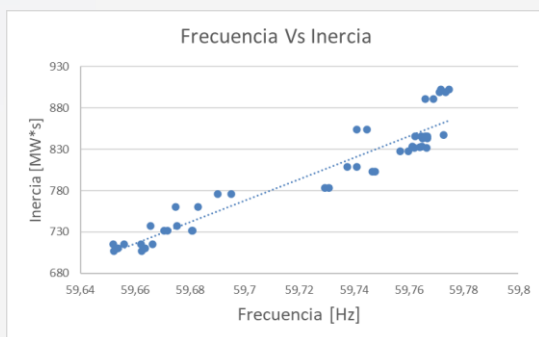
valor del nadir de frecuencia y el correspondiente valor de inercia en una base de 100 MVAs. Los resultados se tabulan y grafican, con el fin de identificar el factor que relaciona a la inercia con el valor de frecuencia. En la Gráfica 7 se presentan los resultados. Al aplicar una regresión lineal simple a la nube de puntos se obtiene la siguiente expresión:

$$H = 1296f - 76601 \quad (1)$$

Donde:

H es la inercia total del sistema en base de 100 MVAs

f es el Nadir de la frecuencia ante un evento



**Gráfica 7. Relación Frecuencia Vs Inercia
obtenida a través de simulación**

De este modo, al aplicar la expresión (1) en un evento real que ocurra en el sistema, se puede hacer una estimación de la inercia con la que cuenta la sala de control, y de este modo tomar acciones correctivas en caso de ser necesario.

4 CONCLUSIONES

Este artículo presenta la metodología desarrollada por XM que permite evaluar el impacto en la frecuencia ante la integración de FERNC y establecer valores mínimos de inercia del sistema colombiano teniendo en

cuenta condiciones máximas esperadas de integración de estas fuentes de generación.

A partir de los resultados obtenidos se encontró que: para evaluar el impacto en la frecuencia ante eventos de generación con alta penetración de FERNC, es necesario considerar la sensibilidad de la respuesta de regulación primaria de las fuentes de generación convencionales.

Así mismo, en escenarios que se evidencie mayor impacto en la caída de la frecuencia ante los eventos de generación considerados, se debe evaluar la posibilidad de actuar sobre los sistemas de control, como por ejemplo realizar la habilitación de la función de RPF ante eventos de subfrecuencia para las FERNC antes de generar sobrecostos por el despacho de inercia adicional.

Adicionalmente, se evidencia la importancia tanto de la definición de metodologías para el cálculo de la inercia mínima en el sistema eléctrico, como de su monitoreo en línea para garantizar que en la planeación de muy corto plazo y en la operación en tiempo real se cumplan con estos límites identificados. Esto además es importante desplegarlo en las salas de control con criterios de conciencia situacional avanzada, los cuales faciliten a los operadores tomar decisiones de manera precisa y oportuna, a la vez que minimizan la fatiga y las posibilidades de distracción de estos.

5 REFERENCIAS

- [1] Página Web XM. [online].
<http://www.xm.com.co>