



Planificación Eléctrica de Redes de Distribución Inteligentes con DERs y Nuevas Tecnologías

PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

Módulo 1:

Bases Conceptuales para la Planificación Eléctrica (PE)

Contenido Módulo 1

1. Aspectos Conceptuales para la PE
2. Aspectos Regulatorios Estratégicos para la incorporación de NTs y DERs
3. Aspectos Técnicos y Económicos
4. Contexto y Desafíos de las EDEs para la PE



PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

1. Aspectos Conceptuales para la PE

Pregunta disparadora:

¿Por qué la EDE tiene que replantear los procesos de Planificación Eléctrica(PE)?

El Libro Blanco marca un rumbo al sector de distribución eléctrico donde:

1. Las EDEs serán solo operadores de redes de distribución: “DSO”
2. La plataforma de información de precios /mercado y requerimientos será operada por terceros (no EDEs)
3. Se ha determinado como política de Estado la incorporación de renovables en todos los ámbitos (centralizado y Generación Distribuida)
4. La actividad de distribución se segmenta de la comercialización



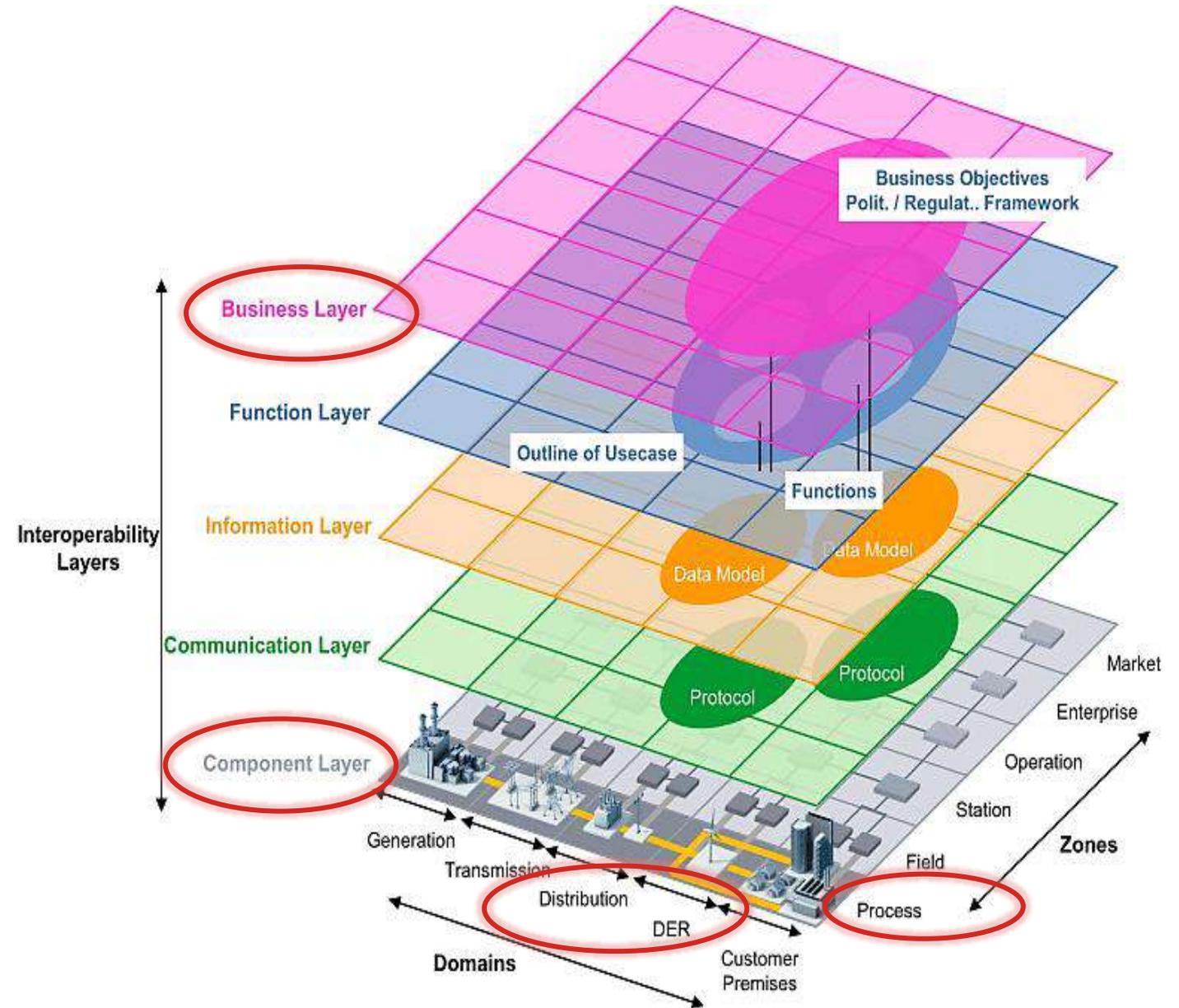
Este proceso se realizará por etapas

Para ordenar el camino crítico se etapabiliza en tres períodos cronológicos:
corto, mediano y largo plazo

Estructura del re-planteo

A partir del Modelo de Arquitectura para Red Eléctrica Inteligente (SGAM - Smart Grid Architecture Model), en línea con la “Hoja de Ruta hacia las Smart Grids”, la planificación eléctrica se centra en:

- Dominios del sistema de Distribución y DERs
- Zona de Procesos (principales equipos y componentes del sistema eléctrico)
- Capa de Componentes y Empresarial (visión EDEs, modelos de negocios, servicios, gestión-procesos internos; así como leyes, lineamientos, regulaciones, etc.)



Algunas posibles definiciones

DER: *“Recurso situado cerca de la demanda que puede proveer todo o parte de las necesidades de abastecimiento eléctrico inmediato, pero también puede ser usado por el sistema tanto para reducir demanda (eficiencia energética), satisfacer necesidades de energía, potencia o servicios auxiliares a la red de distribución”*

(NARUC DER Manual at p. 45)

Otras: EPRI- IEA



Ejemplos:

- Gestión de la demanda (peak-shaving, negawatts, etc)
- Almacenamiento Distribuido / “Nube de Energía”
- Respuesta de Deamnda – Demand Response
- Movilidad Eléctrica
- Generación Distribuida
- Eficiencia Energética
- Operación de Redes Inteligentes
- Micro-redes Inteligentes

Nuevas Tecnologías:

Tecnologías que permiten incorporar comunicaciones en la operación de las instalaciones eléctricas o en el equipamiento comercial asociado a la prestación de servicios de redes.



Sistemas de Medición Inteligente - SMI/AMI

Automación Avanzada - ADA

Foro 1 de Planificación Eléctrica con Nuevas Tecnologías y DERs

De los diferentes layers y dominios y zonas: ¿cuáles consideran Uds. que su empresa requiere reforzar/profundizar /rediseñar? ¿Por qué?

Lecturas sugeridas

Modelos de negocios que vienen

- “Market Design: Innovation Landscape briefs”, IRENA, junio 2019 ([link](#))
- “Modelos de negocio en recursos distribuidos de electricidad”, Orkestra, 2020 ([link](#))

Tecnologías

- Market integration of distributed energy resources, IRENA, febrero 2019 ([link](#))
- Taking control of energy, assets and state, Mitie Energy ([link](#))

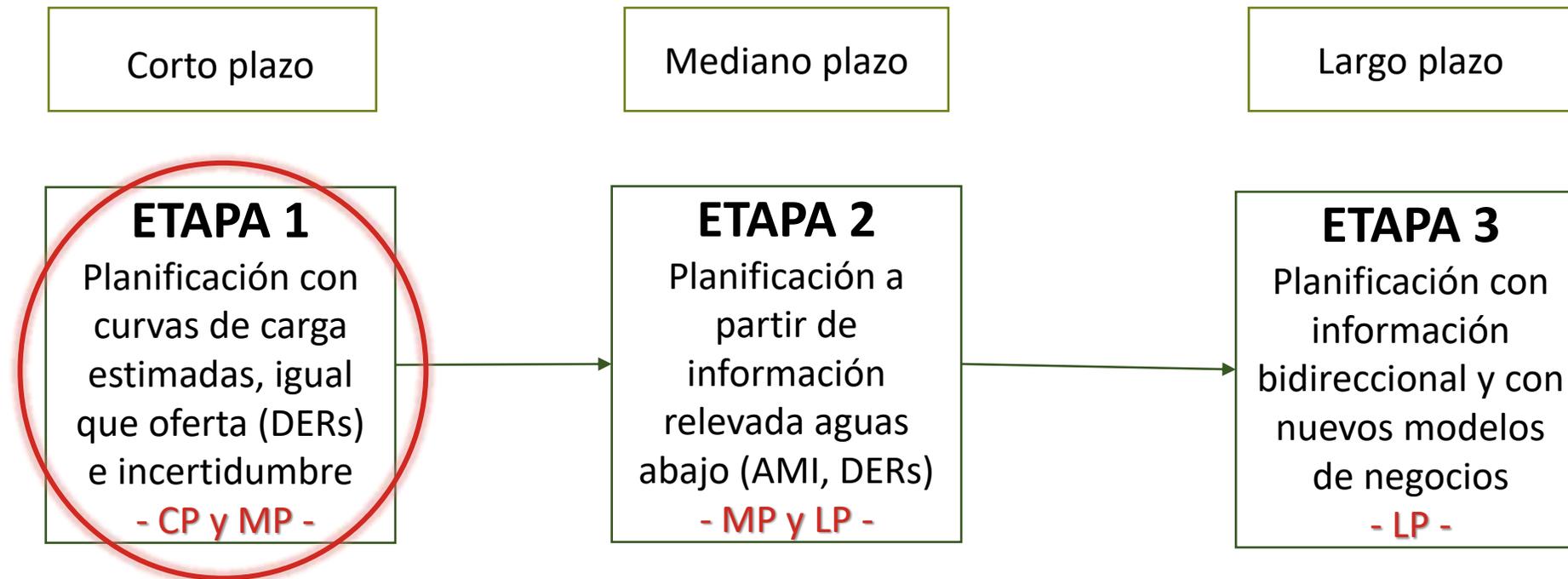


PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

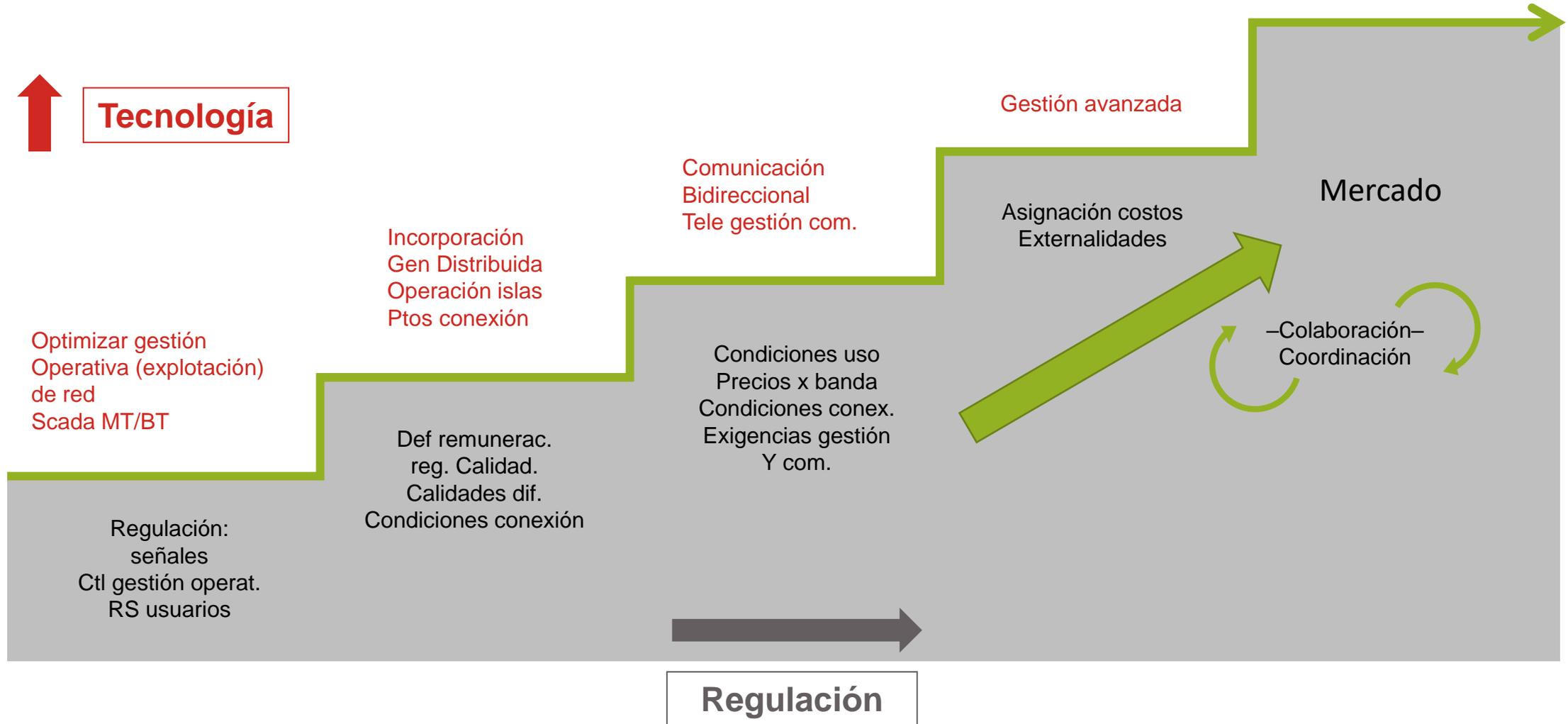
2. Aspectos Regulatorios Estratégicos para la incorporación de NTs y DERs

Etapas

Todo cambio de paradigma requiere implementación etapabilizada, en especial si se requieren incorporaciones tecnológicas, de procesos y de mentalidad de los sujetos actuantes.



El proceso de desarrollo hacia la optimización



Corto plazo: roadmap hacia las REIDs

regulación económica	mercado	instituciones	actores	demanda	comunicaciones	información	regulación técnica	tecnología en redes
Inicio del proceso de sensibilización de demanda	Inicio de la desregulación del mercado. Precios por banda horaria, asignada por curva de carga típica o registros	Coordinación interinstitucional: valor de CO2 evitado. Planes de Eficiencia Energética en el AP	Penetración de la GD: nuevos actores.	Inicio de programas sensibilización de demanda. Tarifas por banda horaria. Planes de eficiencia, Tarifas de eficiencia (limitación de potencia/ escalones ascendentes por tipología de usuario y zona)	Coordinación con autoridad para conocer despliegue de comunicaciones, planes y objetivos conjuntos	Estudio de alternativas de comunicación, interoperabilidad, se acuerdan protocolos y estándares, para aplicar en ADA, SMI.	regulación para incorporar GD y DERs de demanda (electromovilidad)	Evaluación de pilotos SMI. Definición de programa de implementación de SMI.
Financiamiento EDEs públicas: rediseño esquemas de gestión económica y de financiamiento			Estudio de electromovilidad, esquemas de acceso y tarifación		Se estudia alternativas que presentan las redes eléctricas	Estudio de seguridad de la información y de seguridad operativa.	Regulación de actividades de las EDEs. Contabilidad regulatoria. Segmentación operativa	Estudios de alternativas de ADA. Despliegue de SVADAS de EDES hacia toda la MT
Elaboración de esquemas de financiamiento para la incorporación de NTs y DERs: con plazos y beneficios que se ajusten a las posibilidades.						Eventuales pilotos	PE por curva de carga. Rediseño de plataformas operativas y de gestión en las EDEs.	Pilotos integrales: tarifación- PE- y financiación



Etapa 1: Tecnologías y servicio

1. Sensibilizar la red. SCADAS y medición inteligente /"sensible"
2. Calidad. redefinir SAIDI y SAIFI. (Hoy por geografía no asociado a prestaciones de red)
3. Señal de Potencia. Diferenciar potencia en banda horaria.
4. Energía. Volúmenes transacciones física y económica por banda horaria/spot
5. Estudio/ conocimiento de demanda. Medición c/ curva. Bidireccional.
6. Costos evitados: Pérdidas técnicas por nivel de tensión, confiabilidad ESMC
 - Inversiones evitadas vs. inversiones necesarias
7. Definición de camino crítico prestaciones tecnológicas. Zonificado . Pilotos integrales
8. Rediseño de red (prestaciones tecnológicas) y Tarifas

Esta etapa se afronta con pilotos "integrales": que abarcan demanda, incorporación de tecnología, gestión y mercado.

Actores / Instituciones

Hoy las EDEs se relacionan esencialmente con actores sectoriales: MINEM- OSINERGMIN y FONAFE,

Y escasamente con otros actores institucionales: municipios, regiones, autoridades ambientales, etc.

La Transición hacia las REIDs, requiere conocer e incorporar relaciones con otros ámbitos: en especial las tecnologías de Comunicaciones, información, pero también electromovilidad.

También, se valorizan (con herramientas de mercado) los parámetros ambientales (mercado de CO2 evitado, servicios de eficiencia.

Ello conlleva una nueva diversidad de actividades y nuevos sujetos que las cubren por sí o por cuenta de la demanda.

Foro 2 de Planificación Eléctrica con Nuevas Tecnologías y DERs

En estos cambios, su empresa va a tener que abordar diferentes actores e instituciones: regulación de comunicaciones, definición e implementación de plataformas de gestión de información, análisis de demanda, planificación de servicios a la electromovilidad en el territorio, entre otros.

¿Cuán preparada está su área para atender este cambio? ¿Cómo se imagina la secuencia de cambios internos para que su gerencia/área pueda afrontar el cambio exitosamente?



Liste 3 aspectos que considera de interés y sean objeto de debate

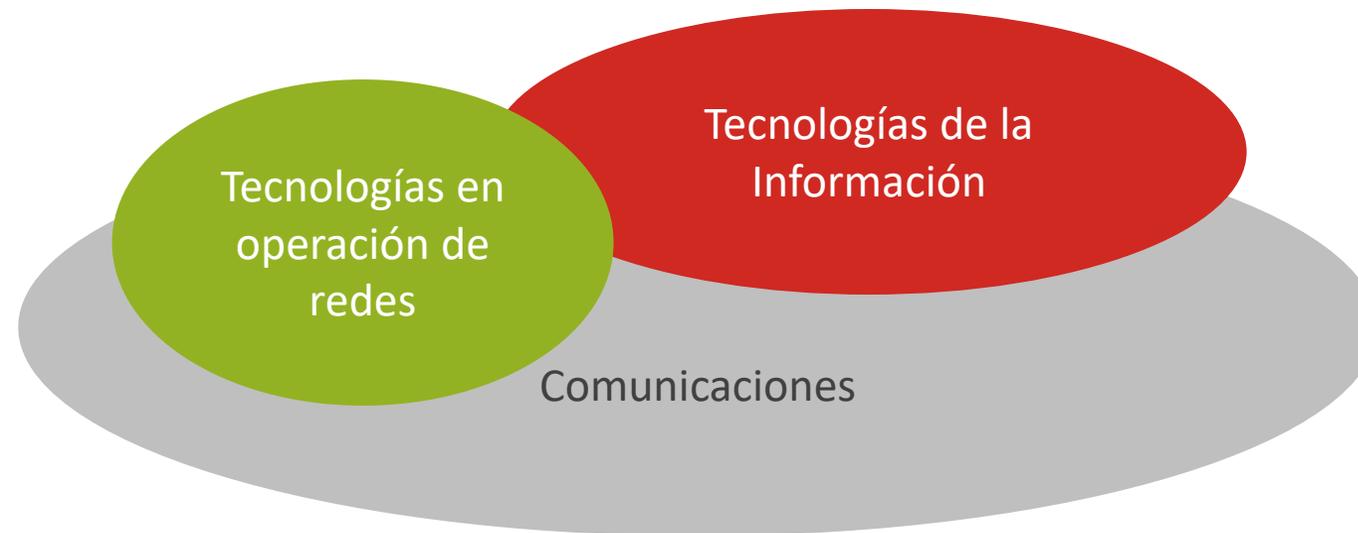


PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

3. Aspectos Técnicos y Económicos

Aspectos técnicos

La Transición hacia las redes inteligentes requiere efectuar reemplazos tecnológicos e incorporar tecnologías que visibilicen en los diferentes niveles de tensión el estado operativo de las instalaciones y de todos los sujetos conectados o a conectarse: sean oferentes, demandantes o prestadores de servicios de redes.



Dependerá de cómo se incorporan los resultados esperables

Algunas definiciones

- **Prestaciones tecnológicas mínimas:**
 - Requisitos mínimos que la regulación exigirá a ese equipamiento de medición y operación.
 - Ej., acotar las especificaciones técnicas y prestaciones tecnológicas de equipos de tele-medicación inteligente (AMI), en base al “¿para qué lo quisieran utilizar?”
- **Interoperabilidad:**
 - Adaptabilidad tecnológica de equipos y/o software. La conexión entre dispositivos o sistemas heterogéneos interoperables permite que fluya la información entre todos ellos. Esto mejora la cohesión entre las distintas aplicaciones del sistema, independientemente del fabricante.
 - La gestión con DERs y NTs, requiere necesariamente un importante tráfico de información. Para ello cada EDE deberá establecer protocolos, plataformas operativas y su interfaz con la gestión.
 - En ese aspecto la regulación deberá establecer los criterios, protocolos y estándares por norma, de modo de evitar incapacidad de interoperabilidad de los sistemas.
- **Hosting Capacity**
 - Capacidad máxima de algún tipo de DER, en general GD, que se puede instalar en la red sin tener que reforzar ningún segmento del sistema de distribución.

TICs – NTs – DERs

- **GD / DERs:** realizar estudios de hosting capacity para planificar inversiones y minimizar impactos
- **TICs:** servicio de valor añadido, posibilidad de explotar comercialmente con flexibilidad regulatoria-normativa, como señal estratégica de incentivo y compromiso con la **transición energética 4.0**
- Revisar plataformas operativas: información técnica y comercial para planificación (**interoperabilidad**)
- Fortalecer pilotos de NTs y DERs: oportunidad para definir tecnologías, prestaciones y objetivos largo plazo, conociendo analizando y evaluando su comportamiento (beneficio multi-sectorial)

Aspectos económicos

El modelo de negocios para propiciar soluciones de abastecimiento requiere:

1. Segmentar en negocio de operación de redes de la comercialización de energía.
2. Garantizar la sustentabilidad del negocio de redes.
3. Garantizar el acceso y la competitividad en la comercialización.
4. Como los demandantes no comercializan, aparecen nuevas figuras reguladas que lo hacen por estos: agregadores, gestores de plataformas de información, etc.
5. Nuevos servicios en torno a las tecnologías y sus prestaciones al servicio de redes aparecen.



La base del cambio de paradigma es la tecnología y la implementación de procesos que optimicen las alternativas prestacionales



PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

4. Contexto y Desafíos de las EDEs para la PE

¿Dónde estamos? Línea de base: actual de prestación

Actividades de las EDEs

1. Prestación servicio de redes en :
 - Sectores Típicos con tarifa específica para cada SE
 - SER: con una tarifa única
 - AP: con tarifa
2. Operación de Red existente: condiciones impuestas por regulación
3. Expansión: con varios mecanismos según servicio que presta:
 - SER: Esquema mixto: Terceros (públicos)+ Fondos Específicos+ Inversión propia (EDE)
 - SP: capital propio o Aportes Reembolsables
 - Tarifarios y “extratarifarios”: PIDE
4. Comercialización: de usuarios no libres y de estos cuando no migran.
5. Calidad: pre-determinada y fiscalizada por OSINERGMIN

El resultado del conjunto de actividades constituye un riesgo que las EDEs conocen y aceptan, porque la Tarifa Media a la que arriban les permite traspasar ingresos de una actividad a otra.

Prestaciones de las EDEs

- **Las EDEs bajo análisis prestan TRES SERVICIOS (con diferentes alcances y regulación):**
 - El servicio eléctrico de los Sectores Típicos, excluido SER (sector eléctrico rural)
 - El SER / en ZRT: expansión por el Estado (hasta el DS 018-2020 sin coordinación)
 - El Alumbrado Público

Los tres compiten para la obtención de recursos técnicos, operativos, humanos y de financiamiento, con condiciones diferentes pero los Ingresos se visualizan como totales: Costo medio de la concesión

- **El único parámetro nivelador es la CALIDAD DE SUMINISTRO**, pero la misma:
 1. Es una señal diferente según el servicio: sanción por calidad de SER va a un fondo específico que dispone el MINEM / DGER pero no garantiza que vuelva al mismo sistema que es deficitario
 2. Señal de SAIDI/SAIFI al usuario, pero sanción no dispara inversiones. Disparan inversiones por apartamientos importantes: “redes críticas”
 3. Mecanismos de análisis ex-post

Limitaciones de las EDEs públicas

- Estructura y funcionamiento: son privadas, se les exige renta, pero no pueden tomar decisiones como tales-
- Los parámetros de financiamiento son equivalentes a los del Estado (tasa), pero no siempre se refleja en la actividad
- Acceso al fondeo: limitado, auditado y condicionado ex ante y ex post
- No se reconoce los plazos y los efectos financieros de las diferencias
- SER se las usa para expandir cobertura (ZRT), pero se le asigna tarifa competitiva
- Los fondos específicos, e.g. sanciones, no siempre redundan en beneficio del mismo sistemas (espirales viciosos)
- Posición del Estado para la transición Energética : (i) EDEs y financiamiento (ii) programas de largo plazo y financiamiento

Inversiones – Financiamiento

- ✓ Repensar la posibilidad de una **regulación-normativa diferencial para las EDEs del FONAFE como un servicio público** respecto de las privadas, y para SER, y baja densidad de sectores típicos

Con metodologías y procesos de aprobación diferentes para el VAD e inversiones así como normas de fiscalización de calidad servicio



Importante: tener presente que estas Transiciones Tecnológicas operativas y económicas se hacen posible con financiamiento de largo plazo , y muchas de las inversiones son co-financiadas por distintas fuentes. Con distintos criterios de evaluación y donde el objetivo es eficiencia y pureza de la matriz.

En nuestras regiones se suma el componente asequibilidad

Contexto externo: Las EDEs hoy (1/2)

Operan redes:

- ✓ En un espacio público que está sujeto a regulación
 - limitaciones: servidumbres/ franjas de seguridad
 - soterramientos
 - otros condicionamientos: regulación cultural/ hídrica
 - otros servicios
- ✓ En un contexto ambiental
 - Evaluación de Impacto, seguridad pública, instalaciones
- ✓ En un contexto socio- económico
 - Densidad de demanda, características de las expansiones
 - Tipología de demandas y requerimientos



Impacta en PE, costos de gestión e ingresos de EDEs

Contexto externo: Las EDEs hoy (2/2)

Los costos operativos e instalaciones están condicionados por:

- características de las instalaciones y
- demanda: curvas/caracterización de demanda → (tarifas)

A ello se agrega:

- dimensión tecnológica (instalaciones)
- Comunicaciones
- procesos de acceso y análisis de información
- nuevos usos de la electricidad (electromovilidad)
- nueva ofertas y la regulación

La incorporación de señales y sujetos modifican la ecuación actual de las EDEs les implica:

Desafíos

- Conocer sus demandas: quién y cómo consume. Importa por la operación pero también en función de los Ingresos que percibe por la red puesta a disposición
- Optimizar procesos de PE y operación de redes
- Conocer NTs, prestaciones y regulaciones asociadas a TICs y su despliegue
- Revisar Ingresos de modo sistemático, los percibe a través de las cargas y de las instalaciones a disposición (plataforma)
- Conocer nuevos modelos de negocios

Oportunidades

- Desarrollar nuevos negocios
- Optimizar operación e ingresos.
- Posponer inversiones a partir de la incorporación de NT Y DERS:
 - AMI permite conocer demandas y curvas de carga
 - ADA permite operar los sistemas considerando estado de redes
 - DERS permiten incorporar energía y mejorar calidad (especialmente en líneas radiales)
 - Posponer inversiones propias: incorporando oferta de DERS y otros servicios
 - Lograr sinergia con sujetos terceros: prestadores de capacidad (eficiencia, agregadores, almacenamiento, cogeneración, GD)

¿Cómo hacemos?

- Preparar la EDE para este contexto de largo plazo requiere:
- Diseñar una estrategia de posicionarse en ese nuevo esquema de modo de garantizar que los Ingresos como Operador de Red sean suficientes y sustentables para las EDEs
- Conocer el contexto externo
- Conocer y rediseñar procesos
- Identificar desafíos y oportunidades

¿A dónde vamos?

En el nuevo paradigma la EDE será **operador de red (DSO)**

La regulación establecerá el camino para:

- Segmentar actividades y traspasar a sujetos distintos(*) (especialmente de comercialización).
- Rediseñar los esquemas tarifarios acordes. El Libro Blanco ya determina un objetivo de Ingreso Total por la operación de redes , que remunera las instalaciones puestas a disposición de la demanda.
- Determinar (o dejar librado) la incorporación de despliegue de tecnologías de comunicación.
- Determinar las prestaciones tecnológicas mínimas (pueden ser por sectores, categorías, etc).

(*) por sujetos diferente significa: tabicar actividades, no necesariamente excluir, ya que se requiere definir en el proceso, los umbrales y el “prestador de última instancia”

Actividades desreguladas (1/2)

- Hoy el “excedente del productor” redundará en una disminución de ingresos de sus actividades reguladas y, consecuentemente, en la tarifa ➡ ➡ Con ello el incentivo a desarrollarlas es poco.
- En el nuevo paradigma, las actividades desreguladas que se “apoyan” sobre las redes y valorizan a través de ella son muchas. Entre ellas:
 - Carga de vehículos eléctricos (sustitución de combustibles líquidos o GNC)
 - Generación Distribuida
 - Almacenamiento
 - Agregación de demanda y prestación de servicios relacionados a la Demand Response
 - Cogeneración (venta vapor o frío).
 - Comunicaciones (fibra óptica).
 - Plataformas técnico –comerciales. VPP. Información

Dependerá del regulador cómo define, segmenta y considera a los efectos tarifarios estas prestaciones

Actividades desreguladas (2/2)

En el contexto de las actividades no reguladas, además debe considerar la EDE:

- El análisis de los costo-beneficio para la red y para la empresa, en función de la regulación; y
- las definiciones que el Estado adopte para las EDEs públicas.

Prestaciones de las EDEs: asignación de costos de red en las categorías de usuarios

Asignación “asimétrica” de costos en el VAD en las diferentes categorías de usuarios.

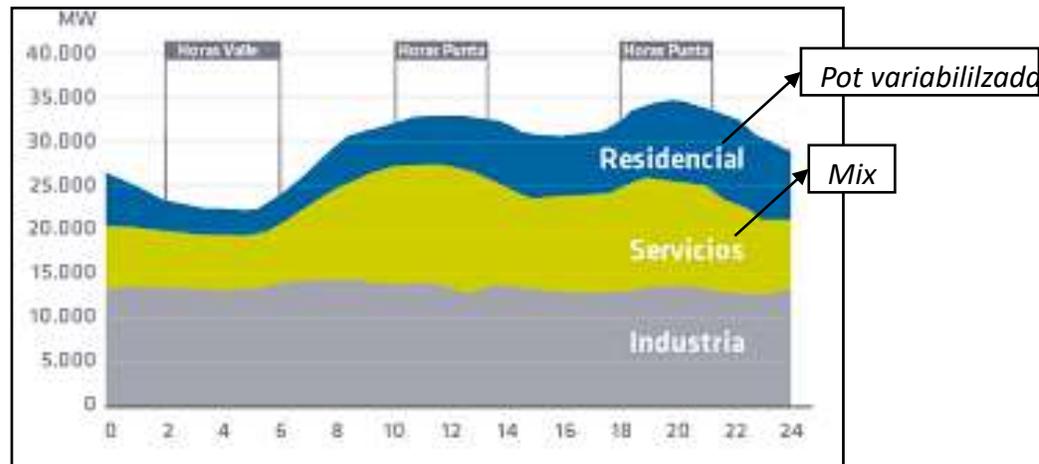
La estructura tarifaria es muy importante ya que representa la única fuente de ingresos regulados

Categoría	Tarifa sin IGV (*)	Tarifa media	VAD Medio	Precio en barra sin IGV	Diferencia (menor ingreso x categoría)
Caso Ejemplo	en s/kWh/medio	en s/kWh/medio	en s/kWh/medio	en s/kWh/medio	en s/kWh/medio
BT5	70.67	41.21	39.70	24.55	- 23.05

¿Por qué la EDE tiene que posicionarse en la PE para encarar el nuevo paradigma?

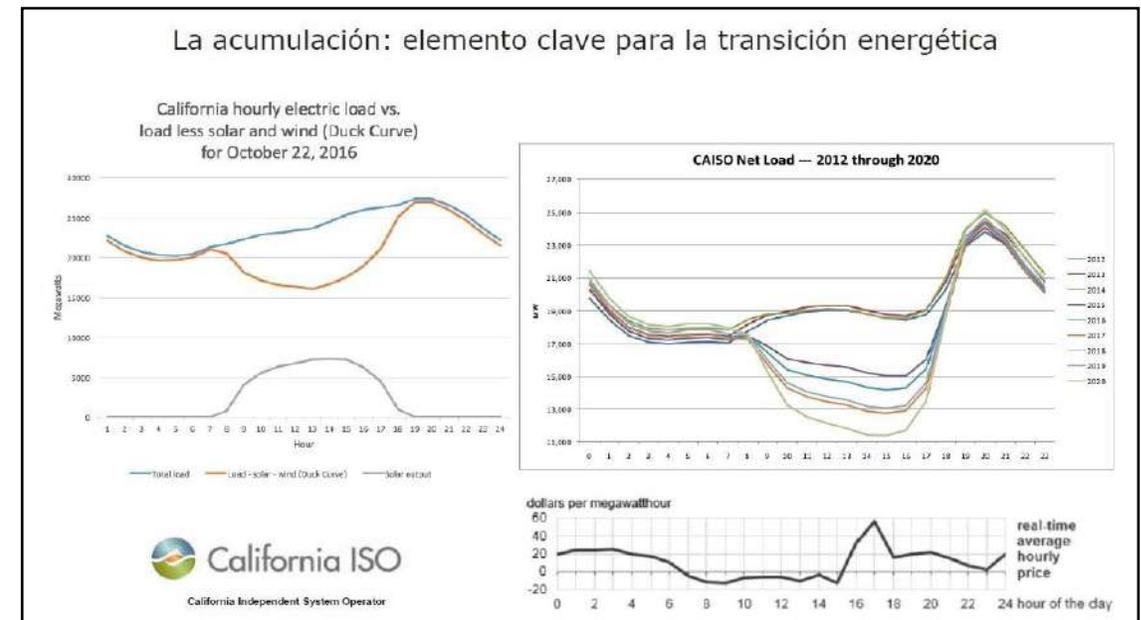
Metodología, procesos y herramientas les permiten:

1. Conocer las curvas de carga
2. Conocer los aportes en ingresos en cada ST y tipología de usuarios



Hoy: demanda máxima:

- 1 registro en distribución primaria + proyección de demanda



Mañana: por curva de carga

- Muchos registros de diferentes tipologías de usuarios y GD, VE y proveedores de servicio.
- Resultado de corto plazo: operaciones.
- Resultado de mediano Planificación
- No necesariamente con expansiones

El efecto tarifario

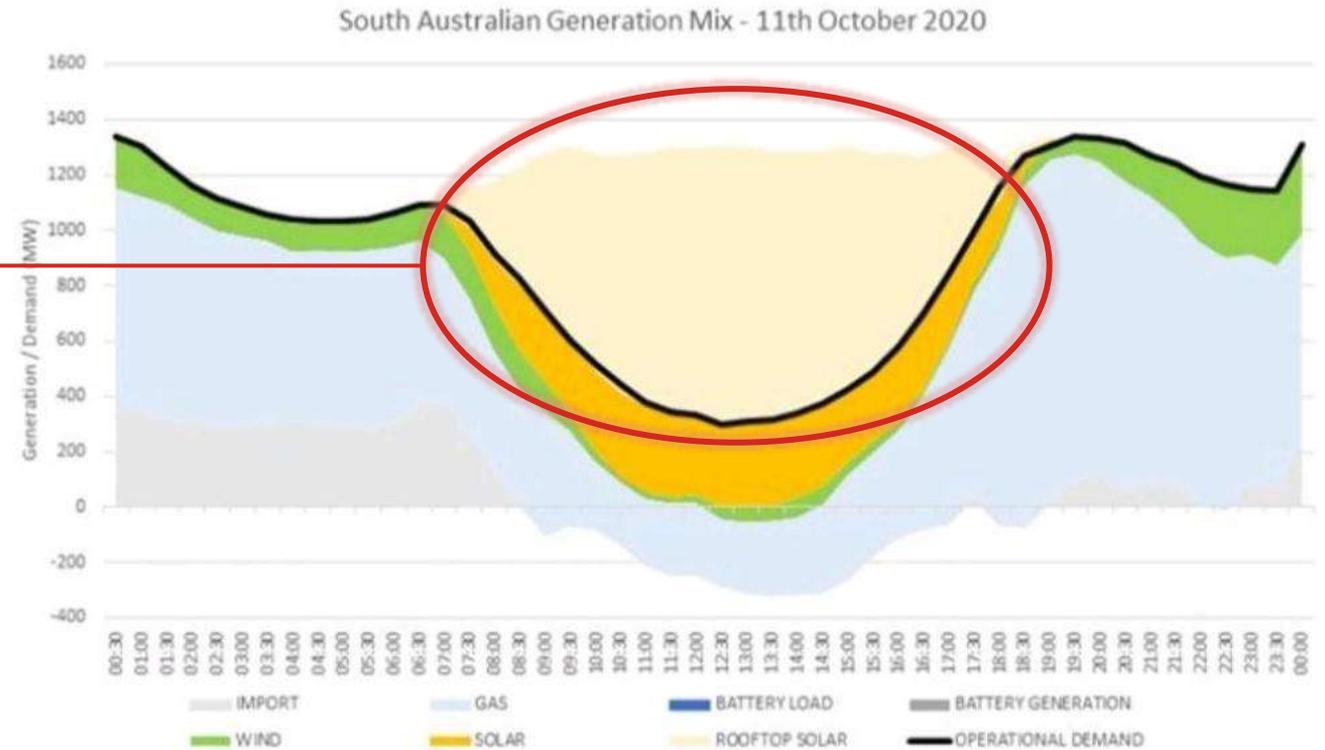
Con la regulación y el esquema tarifario actual en estas horas las EDEs no perciben ingresos, ya que el mismo en su mayor parte está asociada a:

1. Potencia variabilizada, por lo que la EDE no cobra.
2. Si los Ingresos totales no son cubiertos por la curva efectivamente integrada en el tiempo (desde la oferta como desde la demanda de DERs, entonces la EDE no será sustentable



Conocer demandas: implica AMI + procesamiento de información

Operar eficientemente: AMI + ADA + DERs de oferta y demanda



<https://webatt.energy/la-curva-de-pato-las-comunidades-energeticas-locales-y-las-vpp-expresiones-de-la-transicion-energetica/>

Ecuación Económica

Para ello necesita: conocer todas sus demandas (no solo sus usuarios, también oferentes (GD/DR) y demandantes de DERS (VE)



La PE los debe incluir en términos de requerimientos/ oferta de potencia/ energía y precios

La ecuación energética es $P \times Q \times Q'$

Precio (tarifa de red) x cantidad x calidad



La PE resuelve la ecuación de alternativas de precios /permitiendo relacionar Q cantidad x Q' calidad



energía

calidad
confiabilidad

Contexto futuro

Efectos de ser operador de red:

1. Uso red = Ingresos
2. Uso red + potencia y otros servicios auxiliares = Ingresos totales

En este nuevo **esquema importa quién y cómo consume**, ya que los ingresos de la EDE están directamente asociados a la disponibilidad de redes de todos los actors: oferentes de DERS, demandantes de energía y potencia.

Nueva ecuación técnico –económica= repensar el negocio de operación

Entonces:

Tornar eficiente los procesos relacionados con servicios de redes es prioritario y tiene dos aspectos:

1. Conocer ofertas (de DERs) y demandas : consumos y DERs (operativo y de planificación)
2. Volver eficiente la operación de las instalaciones (operativo y planificación)

Interesa **porque define la ecuación técnico y económica de las EDEs**

- ✓ Recibirá Ingresos por esa eficiencia de las instalaciones en forma de Ingreso Total



Hoy Ingreso Medio con esquema de precio máximo a partir de VNR

Mañana Ingreso Total = definido por la remuneración por uso de la Plataforma física:

De la oferta + la capacidad + la demanda  Dos de estas actividades son nuevas para las EDEs

Planificación de Escenarios Múltiples de CP/MP y LP

Con los REDs la carga es variable e incierta, **además de bidireccional (cuentan stocks de terceros).**

Diferentes niveles de tráfico en un mismo área obliga a la gestión de Corto Plazo

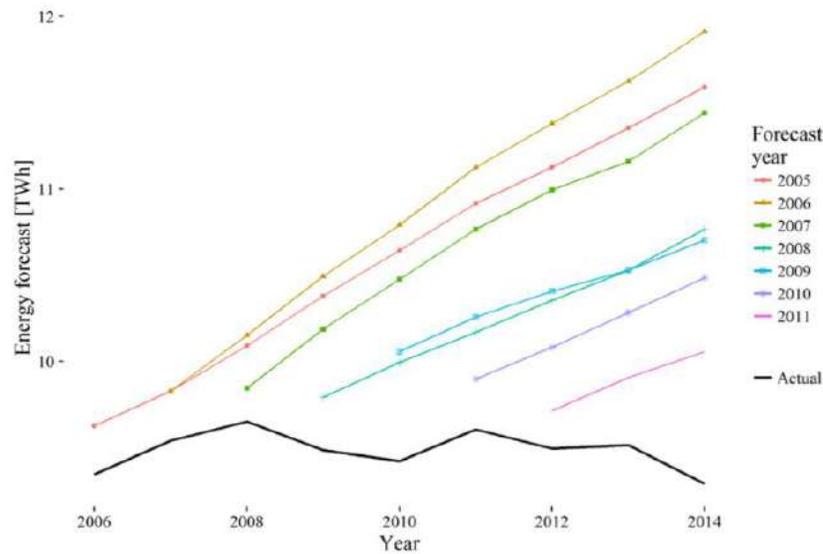
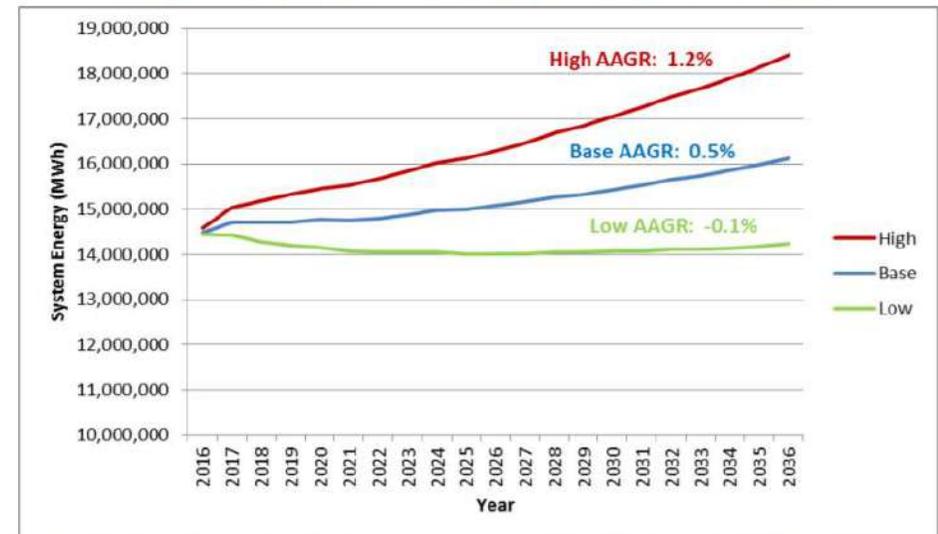


Figure 4 Intermediate energy consumption forecasts for Avista 2005-2011.

Load Forecasting in Electric Utility Integrated Resource Planning, LBNL, 2016

Figure 4.5 – Base, High and Low System Energy Forecasts (Excluding Future DSM Program Savings*) with Average Annual Growth Rates (“AAGR”)



*Future DSM program savings as selected by the Capacity Expansion Model in this IRP are not included in these forecasts.

Riesgos

- Toda decisión importa algún tipo de riesgo, toda vez que resultados de actividad económica dependan de ciertas ocurrencias futuras, las cuales no puedan ser predichas con exactitud (incertidumbre)
 - ✓ Riesgo ➡ el retorno final de una inversión puede ser distinto al retorno esperado
 - ✓ Modelación de la incertidumbre ➡ permite entender mejor la naturaleza de eventos inciertos, tomar mejores decisiones, y enfrentar mejor el riesgo
- Tradicionalmente, decisión de inversión ha sido basada en que rentabilidad esperada sea mayor que un retorno mínimo aceptable ($VAN > 0$)
- Este paradigma está cambiando
- ◇ Decisión de aceptar o rechazar un proyecto se basa más en comprensión del origen rentabilidad e impacto de la no ocurrencia de algunos parámetros:

peligro + oportunidad 2

¿Qué?, ¿Dónde? ¿Cuánto? y ¿Cuándo?

Es necesario realizar inversiones para suministrar en tiempo y forma crecimiento futuro demanda, durante período tiempo y sujeto restricciones técnicas-económicas ☐ maximicen beneficio económico distribuidora

Metodologías deben adecuarse a nuevos paradigmas, énfasis 3 aspectos:

- Planificación corto plazo (periodos tarifarios 4-5 años), teniendo en cuenta planes largo plazo que condicionan inversiones de capital intensivo
- Inversiones eficientes (desempeño técnico, económico y de calidad)
- Análisis de riesgos, decisiones basadas perfil de riesgo distribuidora



= PLANTIFICACION ELECTRICA

Posible solución

Solución de este problema puede resumirse a encontrar la combinación óptima de variantes expansión que maximicen el beneficio económico distribuidora

FO: Maximizar Beneficio = \sum (Ingresos - Costos Inversión y O&M - Costos Pérdidas - Penalizaciones no calidad)

Contexto PBR, price-cap o revenue-cap:

- **FO: Minimizar Costo Total**
- Mínimo Costo = \sum (Inversión y O&M + Pérdidas + No Calidad del Servicio)

Sujeto a siguientes restricciones técnicas:

- Capacidad líneas y transformadores en ET principal y centros distribuidores
- Niveles reserva de potencia para emergencias
- Balance de potencia: Demanda + Pérdidas = Inyección potencia (GDR)

Foro 3 de Planificación Eléctrica con Nuevas Tecnologías y DERs

La PE tiene múltiples aspectos en los cuales las EDEs pueden (y deben posicionarse) las EDEs.

¿Qué aspectos entiende que hay que trabajar en su empresa? ¿Por qué?

Gracias por su atención

**INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (IEE)
UNSJ – CONICET
ARGENTINA**



**Distribución
eléctrica
en el Perú**



Implementada por
giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH