



Skolkovo Institute of Science and Technology

# A Probability-Free Model for Planning Power Systems under Deep Uncertainty

David Pozo (Skoltech), Alexandre Velloso (PUC Rio) and Alexandre Street (PUC Rio)

Rio de Janeiro– Brazil, 10 Aug, 2017

# Agenda

- Planning the transmission grid (TEP)
  - Dealing with uncertainties → multi-scale framework
  - Based on international experiences
- ... ongoing work

# Thinking about the future...

Possible

Probable

Preferred

Electric Vehicle penetration will reach 80%?

Lithium ion battery price will halve of the current prices

# Thinking about the future...

Possible

Probable

Preferred



*“I think there is a world market for maybe five computers”* - Thomas Watson, chairman of IBM, 1943

# Chilean experience

“Metodología de selección de **escenarios energéticos robustos** en una **planificación energética** de largo plazo en el marco del proyecto de ley de transmisión eléctrica”



## Escenarios propuestos

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
<b>Disposición social para proyectos</b>	+ Costo y sin carbón	Libre	+ Costo y sin carbón	+ Costo	+ Costo
<b>Demanda energética</b>	Bajo	Alta	Referencial	Baja	Alta
<b>Cambio tecnológico en almacenamiento</b>	Alto	Bajo	Referencial	Referencial	Alto
<b>Costos de externalidades ambientales</b>	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
<b>Costos de inversión de tecnologías renovables</b>	Bajo	Bajo	Referencial	Alto	Bajo
<b>Precio de combustibles fósiles</b>	Referencial	Alto	Bajo	Bajo	Alto

# 1. Factores con Incertidumbre



**Objetivo:** Identificar principales factores con incertidumbre que inciden en los escenarios energéticos

- Rol autoridad
- Determina lista inicial de factores
  - Presenta procedimiento de selección al panel
  - En base a rankings, lleva a cabo selección de los factores principales

- Rol panel
- Discute información proporcionada y crea lista de factores tentativos
  - Cada integrante realiza un ranking de los factores

# 2. Escenarios de Insumos



**Objetivo:** Definir visiones de futuro, con valores cualitativos para cada factor con incertidumbre

- Rol autoridad
- Presenta el procedimiento de trabajo en grupos y de discusión general del panel
  - Recoge escenarios generados, agrupando o descartando algunos, generando una lista final

- Rol panel
- Sesiona en grupos de trabajo generando escenarios de insumos y un relato de justificación coherente
  - Define niveles cualitativos para factores con incertidumbre

### 3. Cuantificación



**Objetivo:** Asignar valores a los distintos factores seleccionados

- Rol autoridad
- Propone una cuantificación inicial de los factores con incertidumbre
  - Compila información propuesta por el panel, y decide valores finales

Rol panel

- Discute si cuantificación representa lo pensado en términos cualitativos para los insumos
- Sugiere modificaciones, presenta antecedentes para justificar cambios

### 4. Escenarios Energéticos



**Objetivo:** Determinar escenarios plausibles de expansión futura de la matriz de generación eléctrica

Rol autoridad

- Implementa modelos de optimización
- Cuantifica indicadores de robustez
- Decide escenarios energéticos a presentar a CNE

Rol panel/registro inscritos

- Comenta escenarios determinados, detectando posibles errores

# 1. Factores

## Factores con impacto e incertidumbre

- Demanda industrial (en particular minería)
- Demanda residencial (en particular calefacción y aire acondicionado)
- Demanda transporte (en particular demanda por transporte eléctrico)
- Reducción en demanda por generación distribuida (auto-generación)
- Costos de inversión de energías renovables: eólico, solar PV, CSP, geotermia, biomasa, etc..
- Costos de inversión de GNL, carbón, diesel
- Costos de inversión de almacenamiento
- Precios de combustibles fósiles para generación eléctrica
- Precio de emisiones de carbono en el país
- Disponibilidad de recursos hídricos para generación eléctrica (cambio climático)
- Regiones con disponibilidad de GNL (terminal o gasoducto)
- Disponibilidad del territorio para la generación eléctrica (crecimiento de áreas protegidas, rechazo social de proyectos..etc.)
- Interconexiones eléctricas con países vecinos

## Input al Modelo

### Demanda eléctrica trimestral

- Representación de demanda eléctrica por barra, bloque y trimestre. La demanda es ingresada para el año 2016 en MW
- Crecimientos de demanda para los próximos años en porcentaje (%)

### Costos de generación eléctrica

- Tecnologías: Biomasa, Biogás, Bombeo, Carbón, Diésel, Eólica, Fuel Oil, Geotérmica, GNL CC, GNL CA, GNL CCS, Embalse, Pasada, Solar FV, Solar CSP y Carbón CCS
- Costos de Inversión (Unidad Monetaria/kW)
- COMA (Unidad Monetaria/año/kW)
- Precio Combustible (Unidad Monetaria/Unidades Físicas)
- Costo Variable No Combustible (Unidad Monetaria/MWh)

### Recursos

- Modelación de recursos energéticos variables para solar y viento por bloque de demanda y trimestre
- Modelación de recursos energéticos variables para los afluentes hidráticos por hidrología (seca, media, humeda) y trimestre
- Representación de probabilidad de ocurrencia de hidrologías (alta, media y baja) por medio de la caracterización de series históricas

### Intercambios

- Costos variables (Unidad Monetaria/MWh)
- Qué país?
- Importación o Exportación de energía?

Modelo

## 2. Escenarios de Insumos

### Escenario A

Factores	Niveles
Disposición social para proyectos	+ Costo y sin carbón
Demanda energética	Bajo
Cambio tecnológico en almacenamiento	Alto
Costos de externalidades ambientales	Actual
Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Referencial

- Baja aceptación social a nuevos proyectos de generación, eleva los costos de generación.
- Los costos asociados a externalidades ambientales se mantienen en los niveles actuales mientras que los precios de los combustibles se mantienen en niveles referenciales.
- Al mismo tiempo, hay un cambio tecnológico favorable al desarrollo de almacenamiento y una reducción en los costos de las tecnologías ERNC.
- La demanda energética disminuye por aumento de eficiencia energética y aumento de la generación distribuida.

## 2. Escenarios de Insumos

### Escenarios propuestos

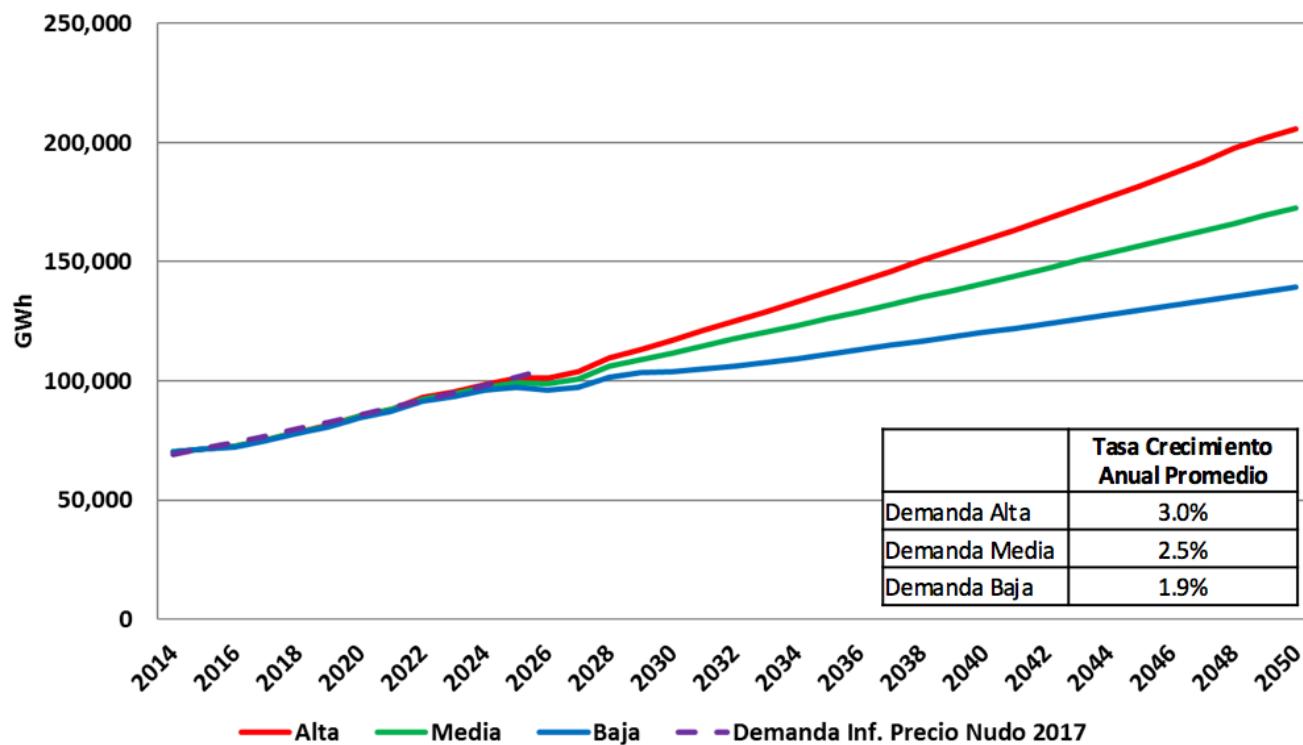
Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
<b>Disposición social para proyectos</b>	+ Costo y sin carbón	Libre	+ Costo y sin carbón	+ Costo	+ Costo
<b>Demanda energética</b>	Bajo	Alta	Referencial	Baja	Alta
<b>Cambio tecnológico en almacenamiento</b>	Alto	Bajo	Referencial	Referencial	Alto
<b>Costos de externalidades ambientales</b>	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
<b>Costos de inversión de tecnologías renovables</b>	Bajo	Bajo	Referencial	Alto	Bajo
<b>Precio de combustibles fósiles</b>	Referencial	Alto	Bajo	Bajo	Alto

### 3. Cuantificación



## Demanda Eléctrica

### Demanda Eléctrica Total



- **Demanda Alta:** Crecimiento económico optimista, vehículos eléctricos, calefacción eléctrica y acondicionamiento de aire.
- **Demanda Media:** Crecimiento económico de referencia.
- **Demanda Baja:** Crecimiento económico de referencia y alta penetración de eficiencia energética.

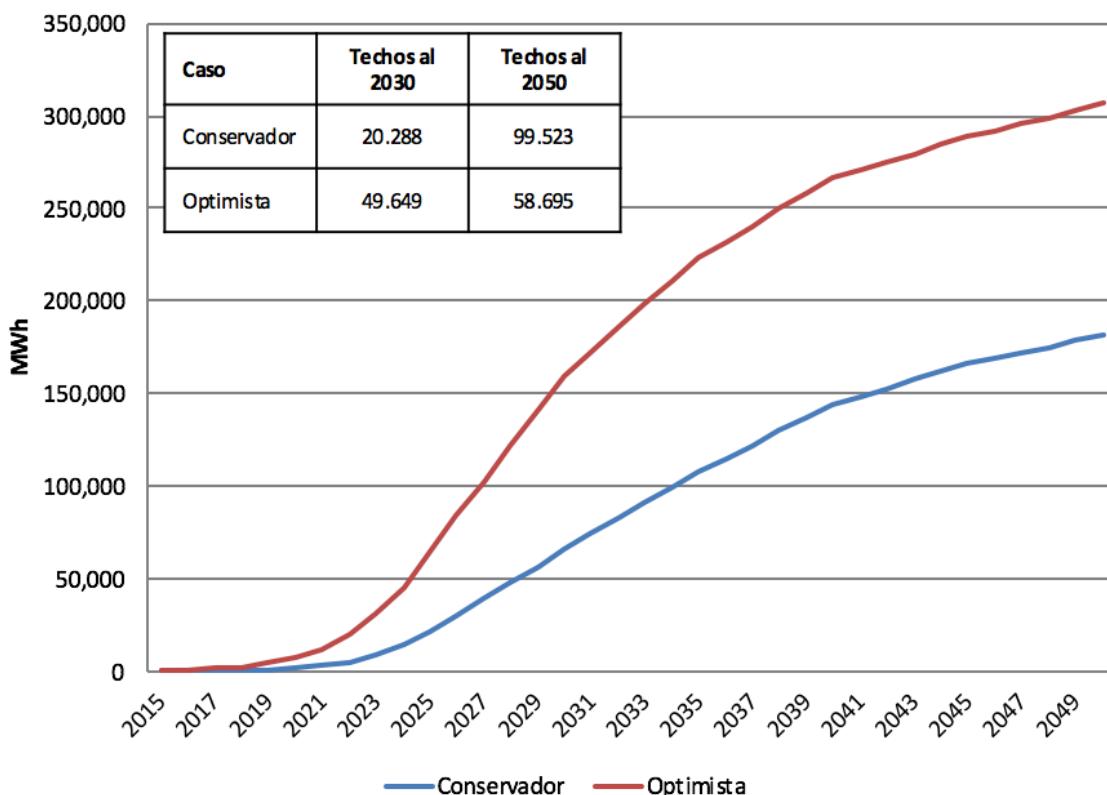
### 3. Cuantificación



## Supuestos de proyecciones

### Generación distribuida

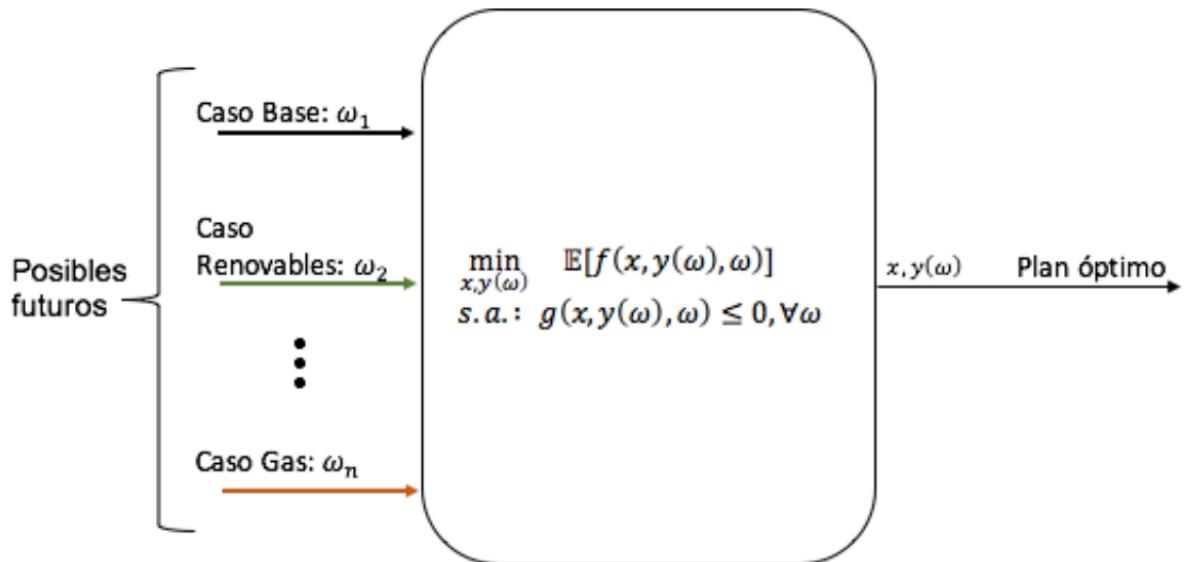
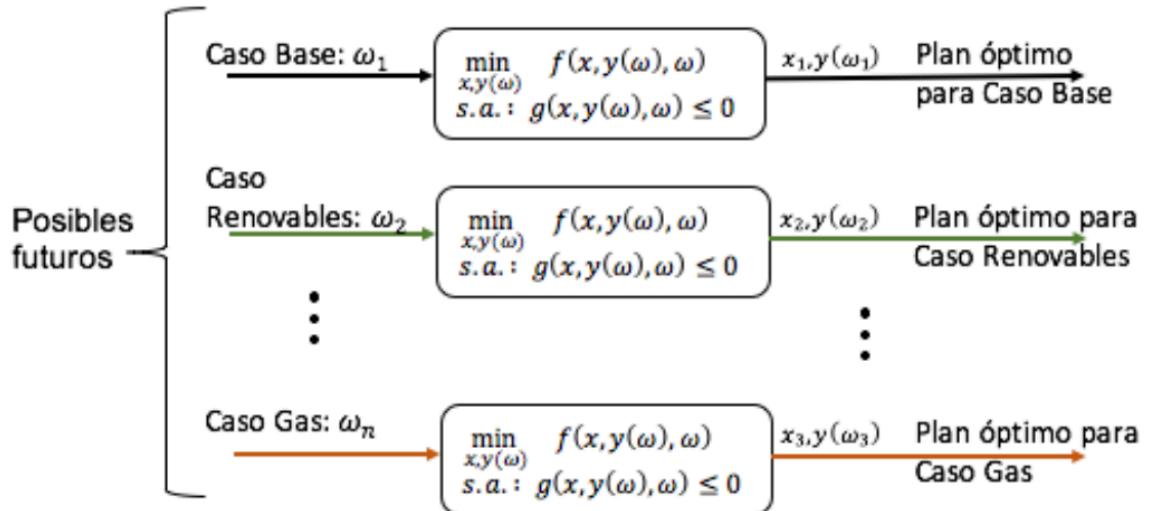
- Generación distribuida residencial
- 2 casos de costos de sistemas fotovoltaicos residenciales: optimista (costos de inversión bajos) y conservador (costos de inversión alto).



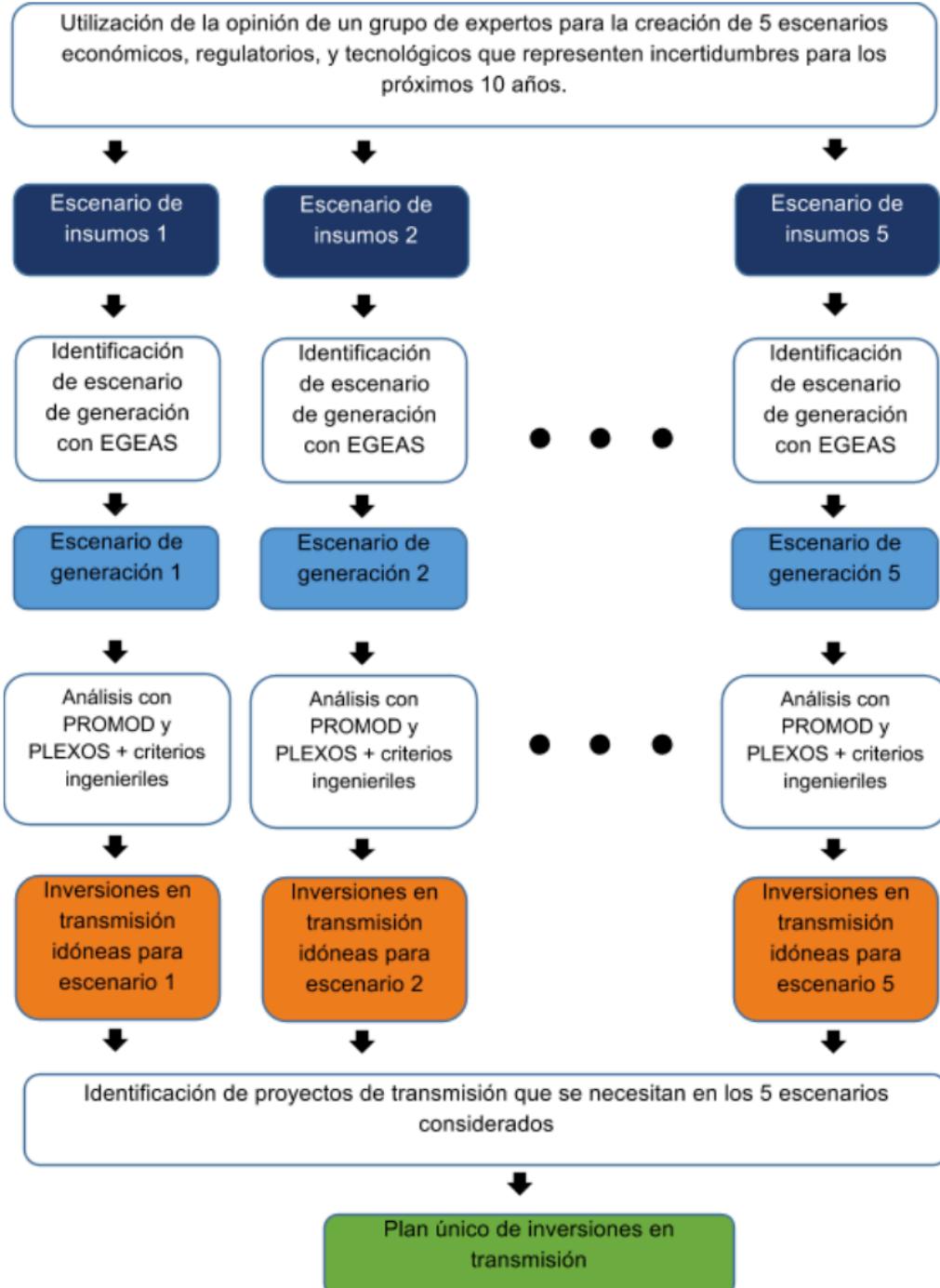
**Costo de inversión PV  
Residencial (USD/kW)**

Año	Optimista	Conservador
2016	1,66	2,7
2020	1,27	1,9
2025	0,99	1,5
2030	0,84	1,3
2035	0,73	1,1
2040	0,64	1
2045	0,59	0,9
2050	0,56	0,8

# 4. Escenarios Energéticos



# MISO



# Multi-scale uncertainty framework



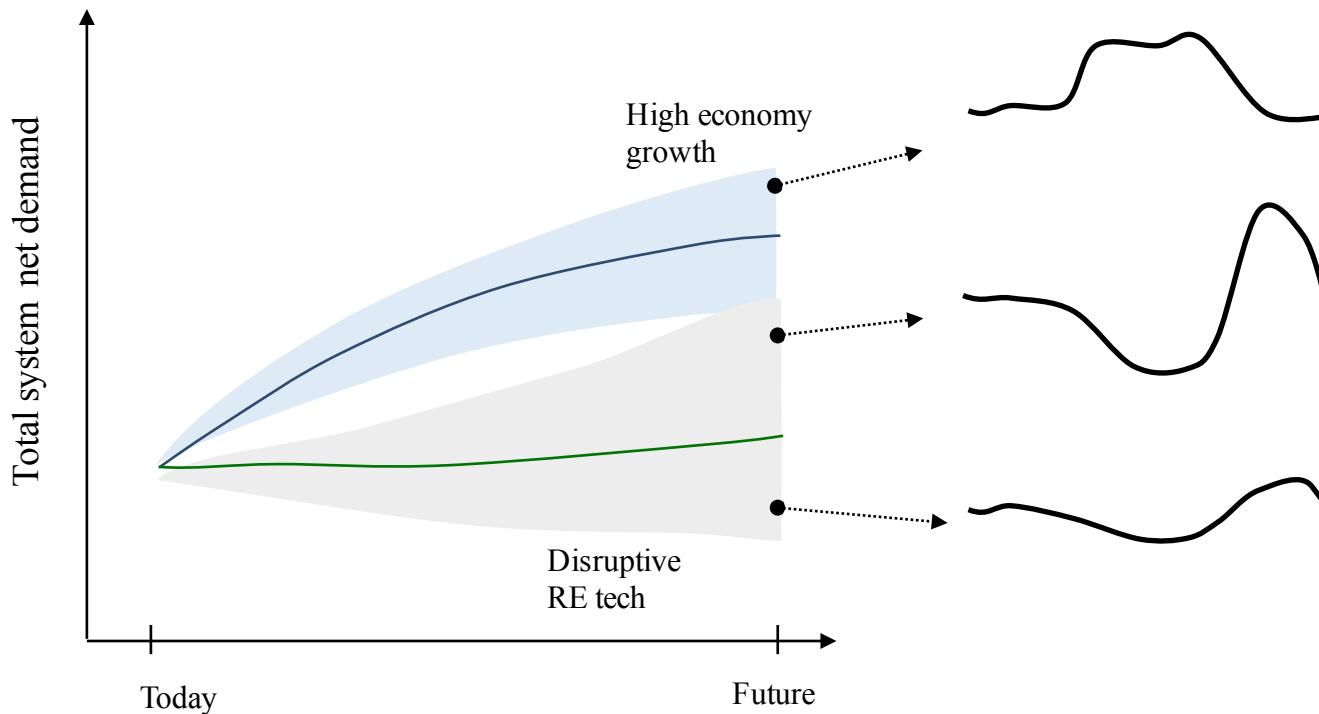
# Shaping future scenarios for TEP

- **Experts (stakeholders)**
  - **Few energy scenarios (3-6)**
    - Fully renewable
    - BaU
    - ....
  - **Parameter's uncertainty**
- CAISO, ERCOT, WECC,  
eHighway2050, Chile
- Eg. We don't fully know net demand  
→ ambiguity

# Short-term uncertainty

- **Simplifications** on the operational side in TEP models often lead to very unrealistic models
- **Operating points** depends how future unfolds (consistency)
- Security and reserve deliverability

# Multi-scale framework



Long-term **scenario** uncertainty: High economy growth  
↳ Long-term **parameter** uncertainty: Total system demand  
↳ Short-term uncertainty: Daily net load profile

# Planning with uncertainty



Robust approach

Probability-free

# Choosing a framework

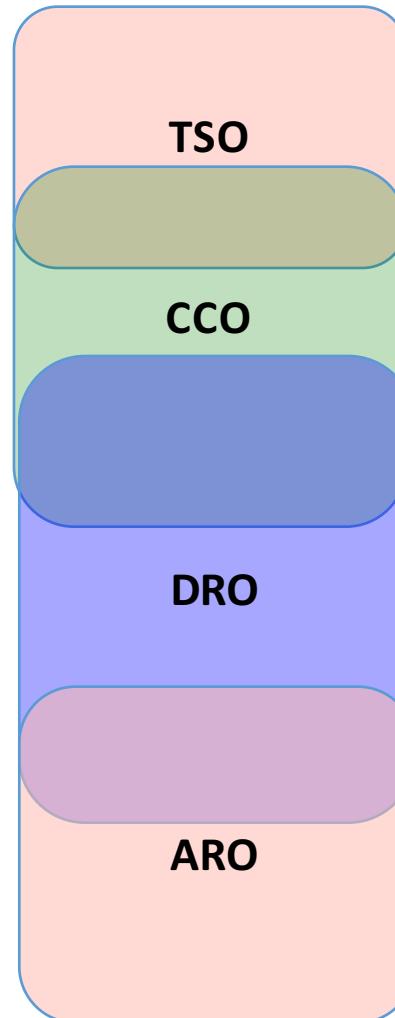
## Applications

Short-term with **well-known** uncertainty distributions

Short-term problems with **highly variable** uncertainty or **long-tail** distributions

Short-term problems with uncertainty **distribution not well-known** → non-mature markets or **outages**

**Long-term investment decisions**



## Conservativeness



Less conservative



More conservative

Two-stage stochastic optimization

$$\min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}, \mathbf{y} \in \mathcal{Y}} \left\{ \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \underbrace{\mathbb{E}_{\mathbf{P}} [\mathbf{h}^\top \mathbf{y}]}_{\text{expected costs}} \right\}$$

Chance-constrained optimization

$$\begin{aligned} & \min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}, \{\mathbf{y} | \mathbb{P}(\mathbf{y} \in \mathcal{Y}) \geq \alpha\}} \left\{ \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \underbrace{\mathbb{E}_{\mathbf{P}|\mathbf{y} \in \mathcal{Y}} [\mathbf{h}^\top \mathbf{y}]}_{\text{expected feasible costs}} \right. \\ & \quad \left. + \underbrace{\mathbb{E}_{\mathbf{P}|\mathbf{y} \notin \mathcal{Y}} [\mathbf{h}'^\top \mathbf{y}]}_{\text{expected unfeasible costs}} \right\} \end{aligned}$$

*Probability-free*

Adaptive robust optimization

$$\min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} \left\{ \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \underbrace{\max_{\xi \in \Xi} \min_{\mathbf{y} \in \mathcal{Y}} (\mathbf{h}^\top \mathbf{y})}_{\text{worst-case costs}} \right\}$$

*Probability-free*

Distributionally robust optimization

$$\min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} \left\{ \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \underbrace{\sup_{\mathbf{P} \in \mathcal{P}} \mathbb{E}_{\mathbf{P}} \left[ \min_{\mathbf{y} \in \mathcal{Y}} (\mathbf{h}^\top \mathbf{y}) \right]}_{\text{worst expected costs}} \right\}$$

# DRO uncertainty representation

- Family of known distributions

$$\mathcal{P} := \left\{ \sum_{j=1}^L \gamma_j P_j; \quad \sum_{j=1}^L \gamma_j = 1, \quad \gamma_j \geq 0, \quad \forall j = 1, \dots, L \right\}$$

Zhu and Fukushima (2009)

- Moments information (1<sup>st</sup>, 2<sup>nd</sup>, .. )

$$\mathcal{P} := \left\{ P \mid \mathbb{P}(\boldsymbol{\xi}) = 1, \quad \mathbb{E}_P[\boldsymbol{\xi}] = \boldsymbol{\mu}, \quad \mathbb{E}_P[\boldsymbol{\xi}\boldsymbol{\xi}'] = Q \right\}$$

Full knowledge of  
the moments

Bertsimas et al. (2010)

$$\mathcal{P} := \left\{ P \mid \mathbb{P}(\boldsymbol{\xi}) = 1, \quad (\mathbb{E}_P[\boldsymbol{\xi}] - \boldsymbol{\mu})^\top Q^{-1} (\mathbb{E}_P[\boldsymbol{\xi}] - \boldsymbol{\mu}) \leq \gamma_1, \quad \mathbb{E}_P[(\boldsymbol{\xi} - \boldsymbol{\mu})(\boldsymbol{\xi} - \boldsymbol{\mu})^\top] \preceq \gamma_2 Q \right\}$$

Partial  
knowledge of the  
moments

Delage and Ye (2010)

# Multi-objective framework

Pareto efficient

$$z^* = \min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} \left\{ \mathbf{c}^{inv} \mathbf{x} + \sum_w \rho_\omega H(x, \omega) \right\}$$

Long-term scenario

Min-Max

$$z^{*,MM} = \min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} \left\{ \mathbf{c}^{inv} \mathbf{x} + \max_w H(x, \omega) \right\}$$

Min-Max regret

$$z^{*,MMR} = \min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} \left\{ \mathbf{c}^{inv} \mathbf{x} + \max_w [H(x, \omega) - F(\omega)] \right\}$$

$H(x, \omega)$  condenses the long-term parameter uncertainty and short-term uncertainty.

**Perfect knowledge uncertainty**

$$H_{TSO}(x, \omega) = \mathbb{E}_P[g(x, \xi(\omega), \omega)]$$

**Ambiguous uncertainty information**

$$H_{DRO}(x, \omega) = \sup_{P \in \mathcal{D}(\omega)} \mathbb{E}_P[g(x, \xi(\omega), \omega)]$$



$$\mathcal{D}(\omega) = \{P \in \mathcal{P} : \mathbb{E}_P[\xi(\omega)] = \mu(\omega)\}$$

## Second stage

$$\begin{aligned} g(x, \xi) = & \min_{q, f, ls, ws, \theta} \sum_i c_i^g q_i \\ & + \sum_n (c^{ls} ls_n + c^{ws} ws_n) \end{aligned}$$

s.t.:

$$\sum_{i \in I_n} q_i + \sum_l A_{ln} f_l = \xi_n - ls_n + ws_n, \forall n \in N$$

$$f_l = B_l \sum_n A_{ln} \theta_n, \quad \forall l \in L$$

$$-(\bar{f}_l + x_l) \leq f_l \leq (\bar{f}_l + x_l), \quad \forall l \in L$$

$$0 \leq q_i \leq \bar{q}_i, \quad \forall i \in I$$

$$0 \leq ls_n \leq \bar{ls}_n, \quad \forall n \in N$$

$$0 \leq ws_n \leq \bar{w}_n, \quad \forall n \in N$$

$$-\pi/2 \leq \theta_n \leq \pi/2, \quad \forall n \in N$$

# Moment model formulation

**First moment** condition of the underlying random wind generation is **known**

$$\mathcal{P} = \{P \in \mathcal{P} : \mathbb{E}_P[\xi] = \mu\}$$

For each fixed  $x \in X$ , we consider the **worst expected** value of  $g(x, \xi)$  over the ambiguity set  $P$ :

$$H(x) := \sup_{P \in \mathcal{P}} \mathbb{E}_P[g(x, \xi)] \quad \xrightarrow{\text{blue arrow}} \quad \begin{aligned} H(x) &= \sup_{P \in \mathcal{M}^+} \int_{\Xi} g(x, \xi) P(d\xi), \\ \text{s.t.} \quad &\int_{\Xi} \xi_t P(d\xi) = \mu_t, \text{ for all } t = 1, \dots, T, \\ &\int_{\Xi} P(d\xi) = 1, \end{aligned}$$

# Moment model formulation

Dual reformulation

Shapiro et al. (2009)

$$\begin{aligned} H_D(x) := \min_{\alpha} \quad & \alpha_0 + \sum_{t=1}^T \alpha_t \mu_t \\ \text{s.t.} \quad & g(x, \xi) \leq \alpha_0 + \sum_{t=1}^T \alpha_t \xi_t, \text{ for all } \xi \in \Xi, \end{aligned}$$

Robust UC as semi-infinite  
programming (SIP)

$$\begin{aligned} \min_{x, y(\cdot), \alpha_0, \alpha} \quad & c^T x + \alpha_0 + \alpha^T \mu \\ \text{s.t.} \quad & x \in \mathcal{X}, \\ & h^T y(\xi) \leq \alpha_0 + \alpha^T \xi, \text{ for all } \xi \in \Xi, \\ & y(\xi) \in \mathcal{Y}(x, \xi), \text{ for all } \xi \in \Xi. \end{aligned}$$

# Case study

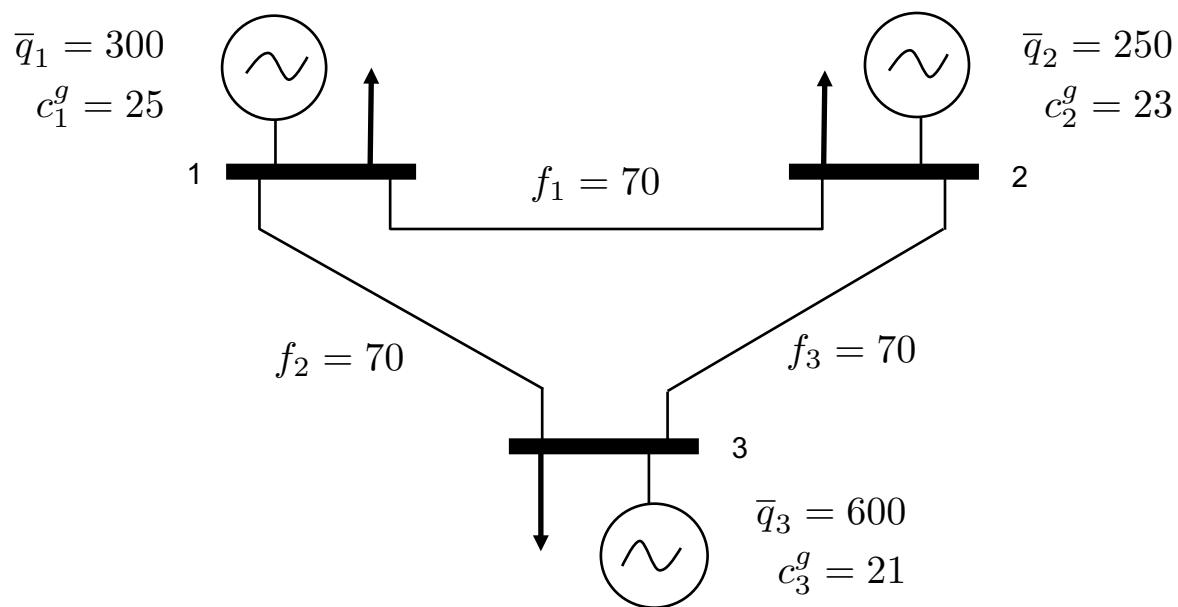


TABLE I  
NET DEMAND PARAMETERS [MW]

	$\mu(\omega_1)$	$\mu(\omega_2)$	$\Xi(\omega_1)$	$\Xi(\omega_2)$
Node 1	300	320	[270, 330]	[288, 352]
Node 2	250	300	[225, 275]	[270, 330]
Node 3	200	400	[180, 220]	[360, 440]

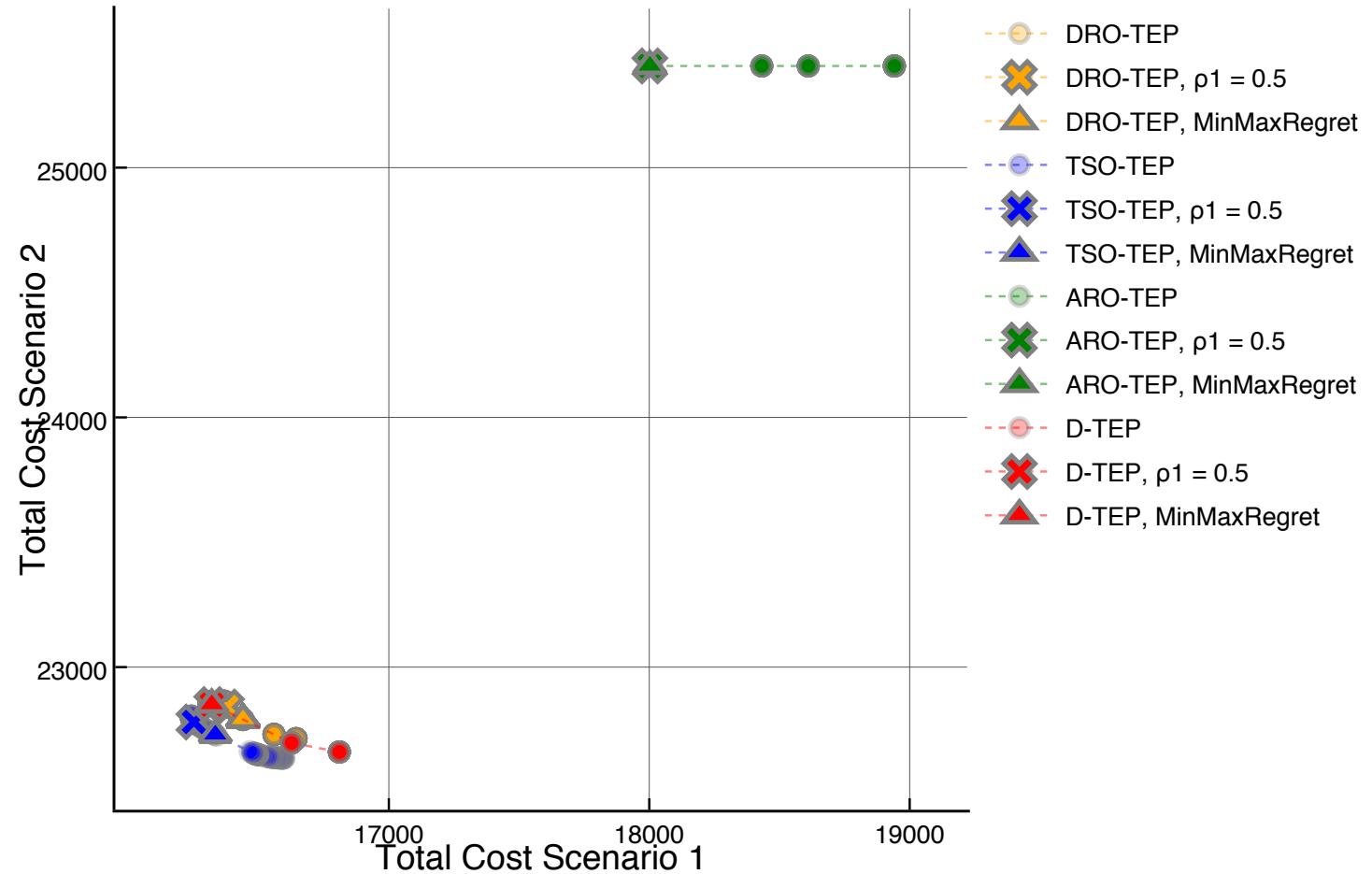
# Case study

- We assume true distribution is multivariate uniform
- *Correlation* among nodes is assumed to be 0.8
- 1000 i.i.d samples

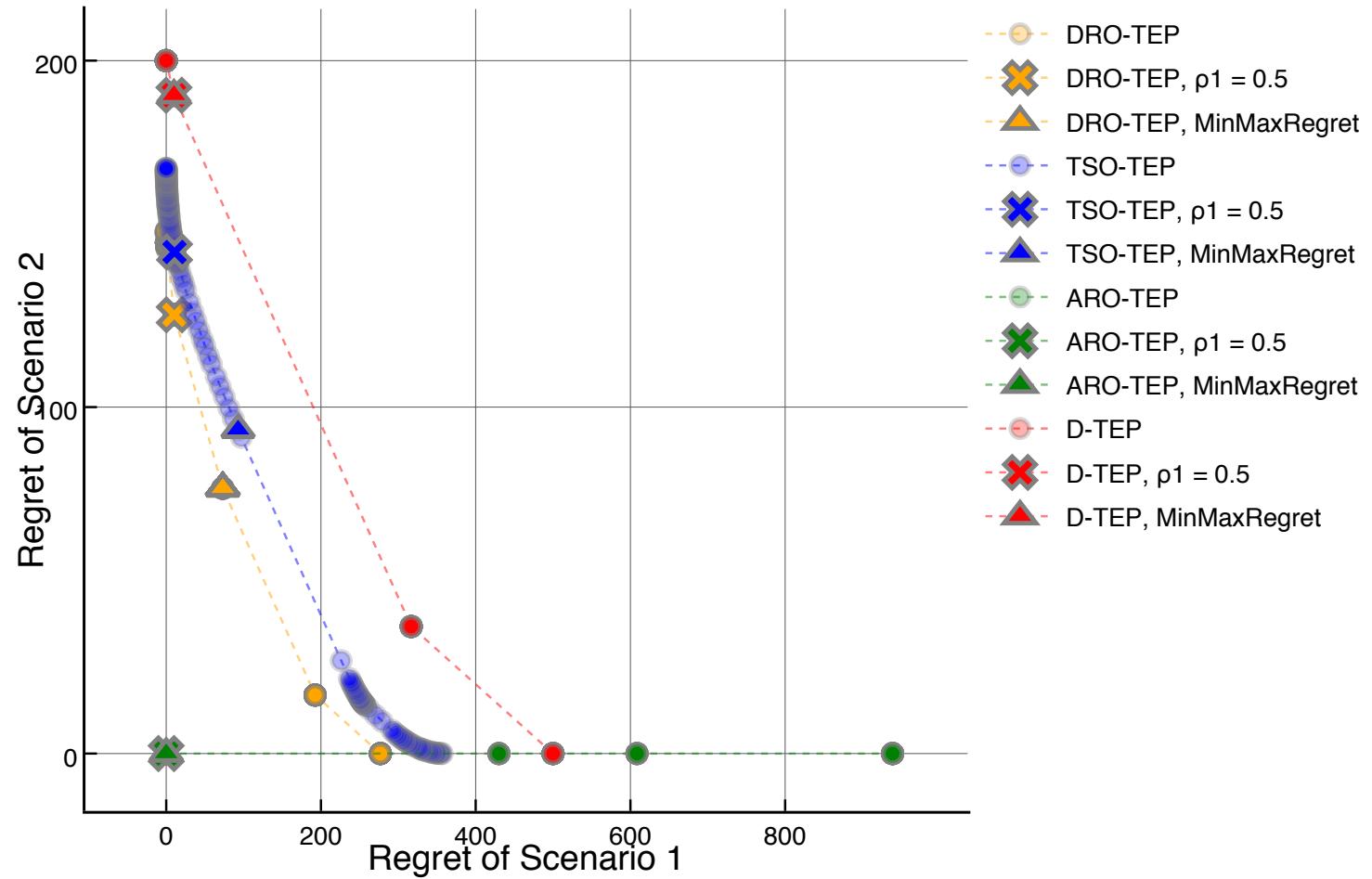
## Known information

- **TSO-TEP** → Probability distribution ( $P$ )
- **DRO-TEP** → First moments ( $\mu$ ) and support set ( $\mathcal{E}$ )
- **ARO-TEP** → Support set ( $\mathcal{E}$ )
- **D-TEP** → First moments ( $\mu$ ). No uncertainty.

# Pareto frontier



# Pareto frontier: regret

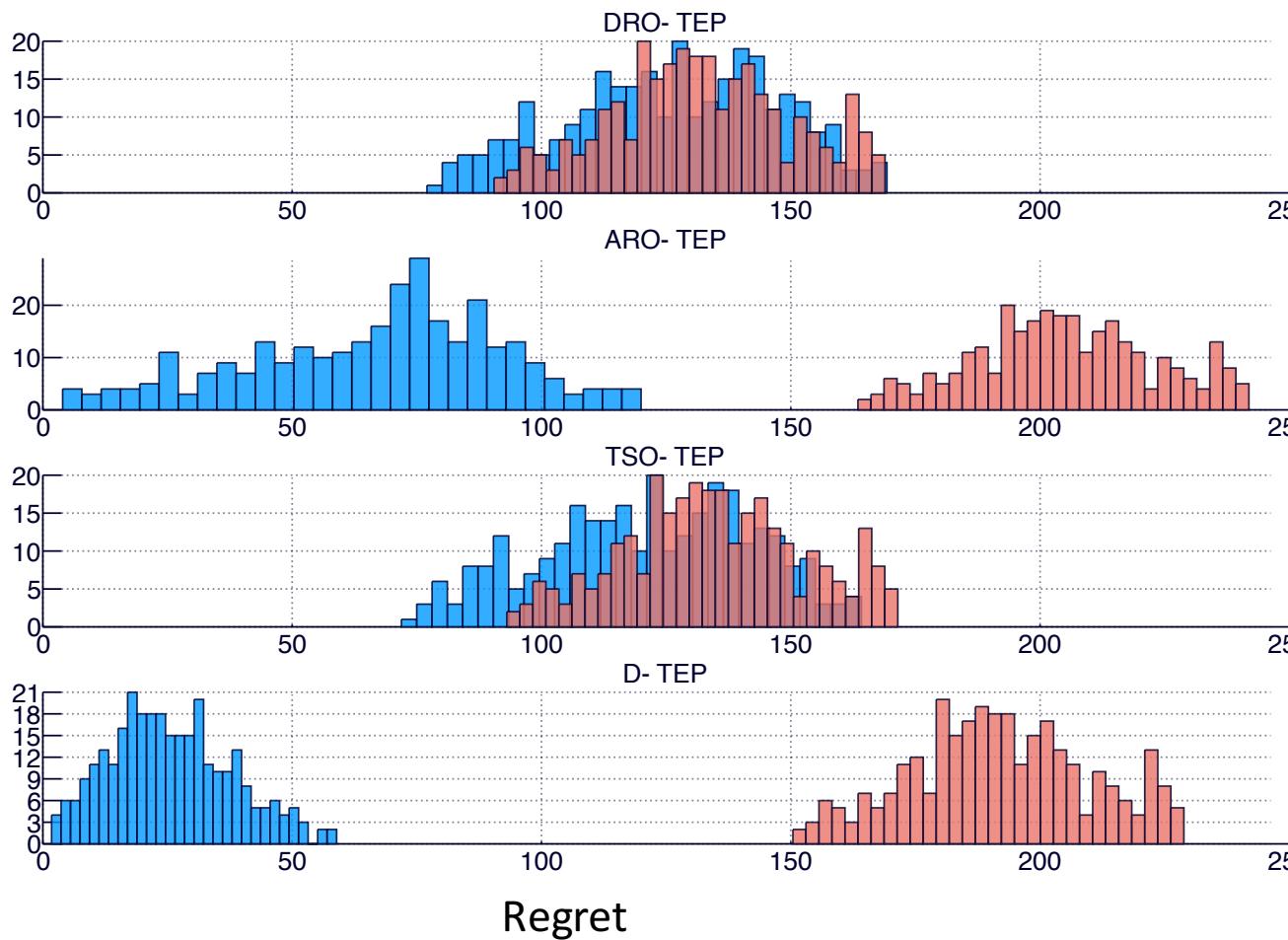


# Solution

## Min-Max Regret

	x1	x2	x3	Z* (obje)
DRO-TEP	0.00	130.03	60.03	20662.75
ARO-TEP	22.53	166.52	73.99	22925.21
TSO-TEP	0.00	131.31	61.31	20554.43
D-TEP	0.00	160.00	90.00	20662.45

# Out-of-sample tests



We use a multivariate normal distribution with known mean and support set → **5000** random samples

# Conclusion

- Robust transmission expansion plan need for proper representation uncertainty
- Probability-free models: DRO and ARO
- What-if and ARO approaches could lead to high regrets
- Ongoing tests on large cases



Skolkovo Institute of Science and Technology

# A Probability-Free Model for Planning Power Systems under Deep Uncertainty

**Thank you!**

David Pozo (Skoltech), Alexandre Velloso (PUC Rio) and Alexandre Street (PUC Rio)