

# Técnicas de pronóstico, en función del horizonte de tiempo pronóstico tiempo.

Marzo 2025



# Contenido

- 1 Transición energética.
- 2 Herramientas de Pronóstico

# Transformaciones en el sector energético.



# Las claves de los cambios en el sector energético.

- Aumentan la participación de la generación eólica, solar.
- Aumenta la participación de la energía eléctrica en el sector transporte.
- Hay una tendencia a la generación distribuida de energía eléctrica.
- Se evoluciona hacia una tarifa eléctrica dinámica.
- Las redes inteligentes y la inteligencia artificial, mejoran las condiciones para el control de la demanda.

# Los nuevos sistemas energéticos, la necesidad de modelar la atmósfera.

- La temperatura, tiene una fuerte incidencia con la demanda energética para acondicionamiento térmico.
- La velocidad del viento en la capa límite atmosférica determina la producción de los parques eólicos y de plantas undimotrices.
- La presencia de nubes atenua la producción de plantas fotovoltaicas.
- Eventos extremos, como tormentas convectivas pueden provocar daños en líneas de transmisión, eventos de cortes abruptos por la presencia de rampas en la producción eólica.
- Los fenómenos de precipitaciones extremas y seca, asociada a fenómenos climáticos, Niña y Niño, afectan la producción hidroeléctrica.
- La capacidad de pronósticar precipitaciones a escalas semanales y quincenales, pueden hacer viables intercambios energéticos regionales.



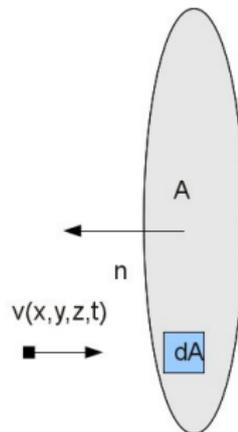
# Flujo de energía cinética, energía eólica.

$$dP = \frac{1}{2} \rho v^2 (\vec{V} \cdot \vec{n}) dA \quad (1)$$

$$P = \int_A \frac{1}{2} \rho v^2 (\vec{V} \cdot \vec{n}) dA \quad (2)$$

$$E = \int_{\Delta t} \int_A \frac{1}{2} \rho v^2 (\vec{V} \cdot \vec{n}) dA dt \quad (3)$$

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A \langle v^3 \rangle \quad (4)$$

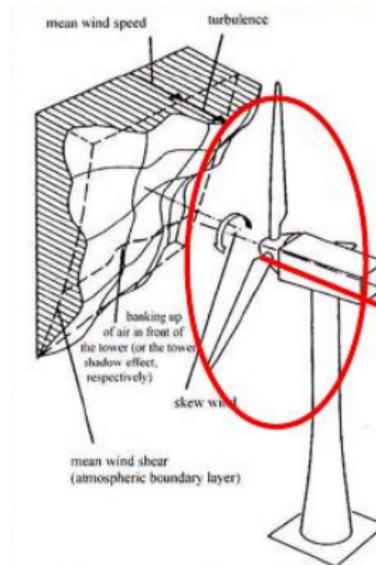


# Energía Eólica

Para modelar la producción de la energía eólica se requiere conocer la densidad y el perfil de velocidades en el área de barrido de palas de los aerogeneradores

Energía Eólica.

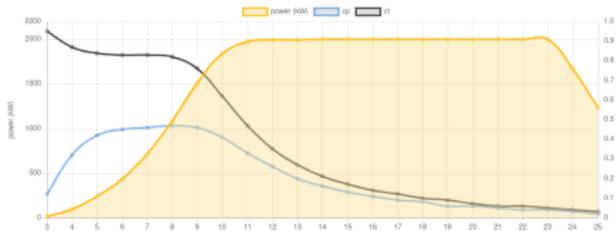
$$\rho, \vec{V}(x, y, z, t), \text{Estabilidad } \frac{\partial \theta}{\partial z}, \vec{V}'(x, y, z, t), IT(t)$$



# Curvas de potencia modelo de aerogeneradores.

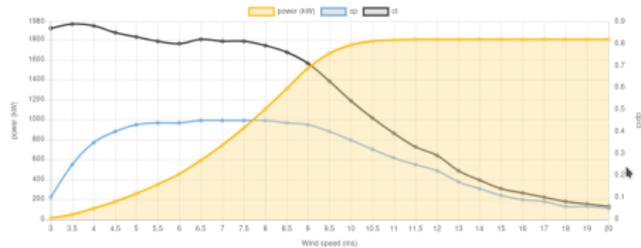
## Gamesa G97

Power curve

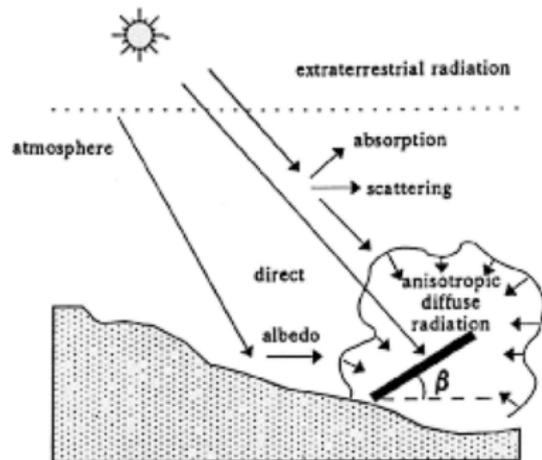
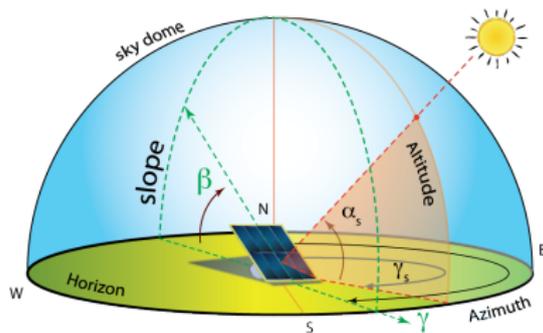


## Vestas V100

Power curve



# Radiación Solar en un plano inclinado.



# Paneles solares.

(Ma et al, 2014)

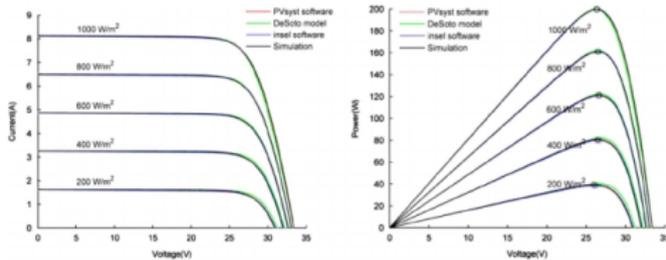


Fig. 6. PV module's I-V curves and P-V curves under different solar radiation intensity ( $T_c=25\text{ }^\circ\text{C}$ ).

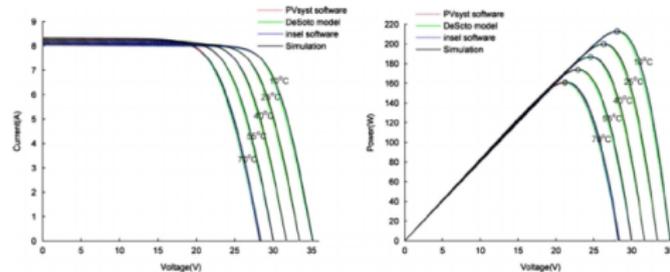


Fig. 7. PV module's I-V curves and P-V curves under different PV cell temperature (irradiance=1000 W/m<sup>2</sup>).



# Energía Solar

Para modelar la producción de la energía solar se requiere conocer la Radiación que llega al plano inclinado y estimar la temperatura de las celdas fotovoltaicas.



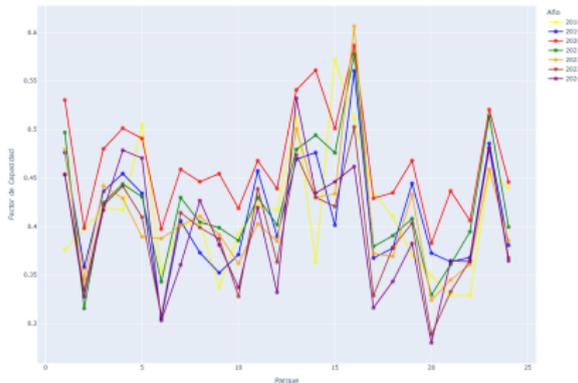
# Energía hidroeléctrica.



- A partir de las precipitaciones y del modelo de cuenca se puede saber el aporte a los lagos.
- En los lagos es posible represar el agua y decidir cuando generar energía eléctrica o verter.

# Variaciones interanuales eolica, solar, hidroeléctrica.

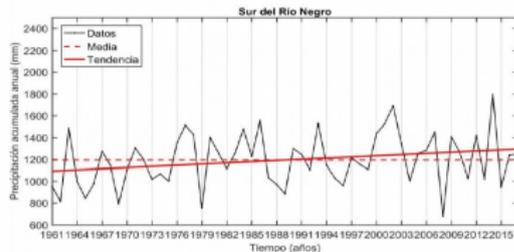
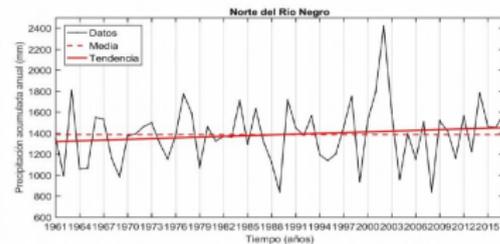
Factor de Capacidad con Líneas



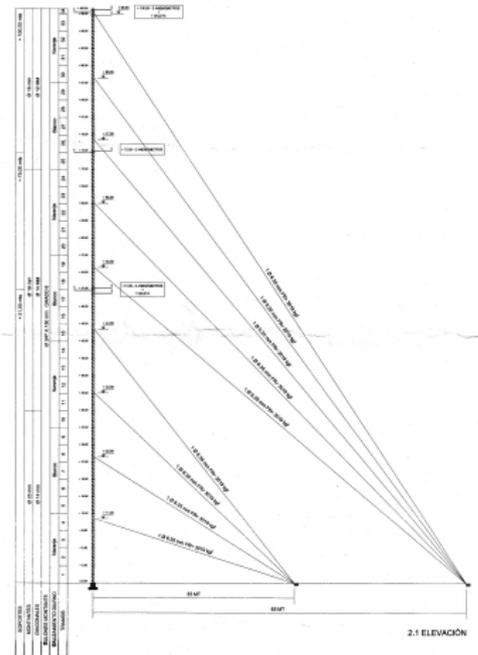
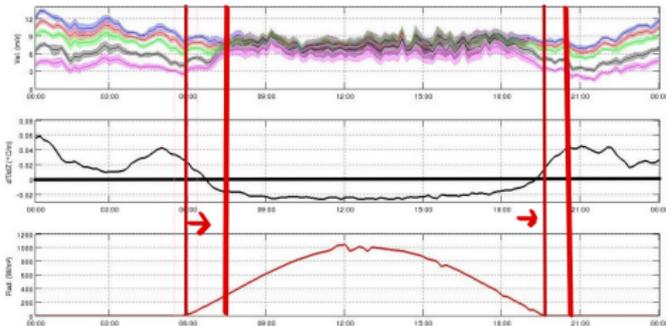
## En Uruguay

- Las variaciones de la cantidad de energía eólica total o solar puede variar no mas de un 15%.
- La energía hidroeléctrica puede variar en mas de 100 % de un año a otro.

(Barreiro et al, 2019)

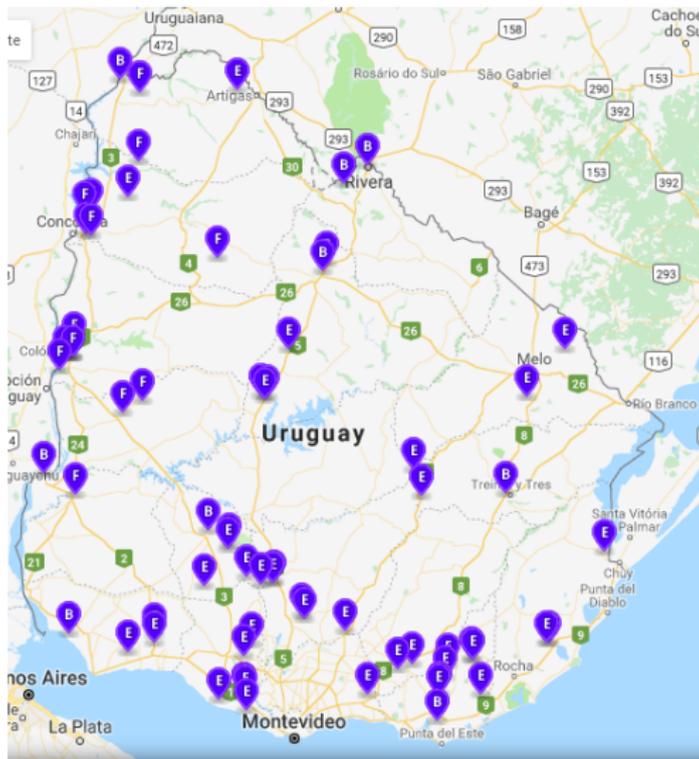


# Complementariedad de la energía eólica y solar.



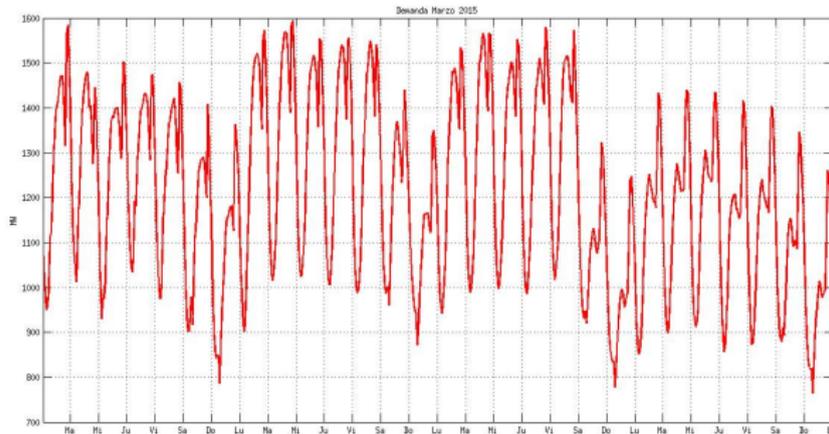
- Anemómetros: 101.8 m - 81.8 m - 60.8 m - 25.7 m - 10.1 m
- Termómetros: 100.8 m 3.4 m

# Energías Renovables en Uruguay

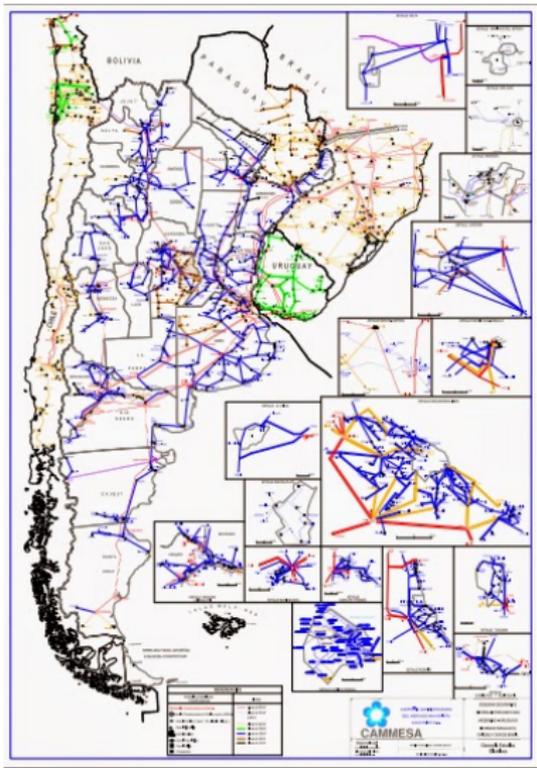


# Variación de la demanda

$$D(t) = P(t)$$



# Energía eólica en el sistema eléctrico

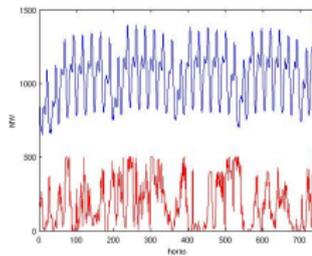


- Planificación de largo plazo asociada a decisiones de optimización de costos y seguridad de suministro.
- Planificación semestral
- Planificación semanal.
- Planificación diaria.
- Operación.

$$\zeta_{nominal} = \frac{C_{eolica}}{C_{total}} \quad (5)$$

$$\zeta_{instantanea} = \frac{p(t)_{eolica}}{p(t)_{total}} \quad (6)$$

$$\zeta_{energia} = \frac{E([t_i, t_f])_{eolica}}{E([t_i, t_f])_{total}} \quad (7)$$



$$\sigma_{neta}^2 = \sigma_{demanda}^2 + \sigma_{eolica}^2$$

OBJETIVO:  $\Downarrow \sigma_{eolica}$

# Herramientas de Pronóstico

**Se deben pronósticar las variables atmosféricas, necesarias para calcular la potencia producida y demandada.**

- Energía estacional (horizonte temporal de meses).
- **Despacho de Potencia (horizonte temporal de días).**
- **Operación del sistema eléctrico (horizonte temporal de horas).**
- Control de un aerogenerador (escala de minutos).

# Demanda - Importación + Exportación = Producción

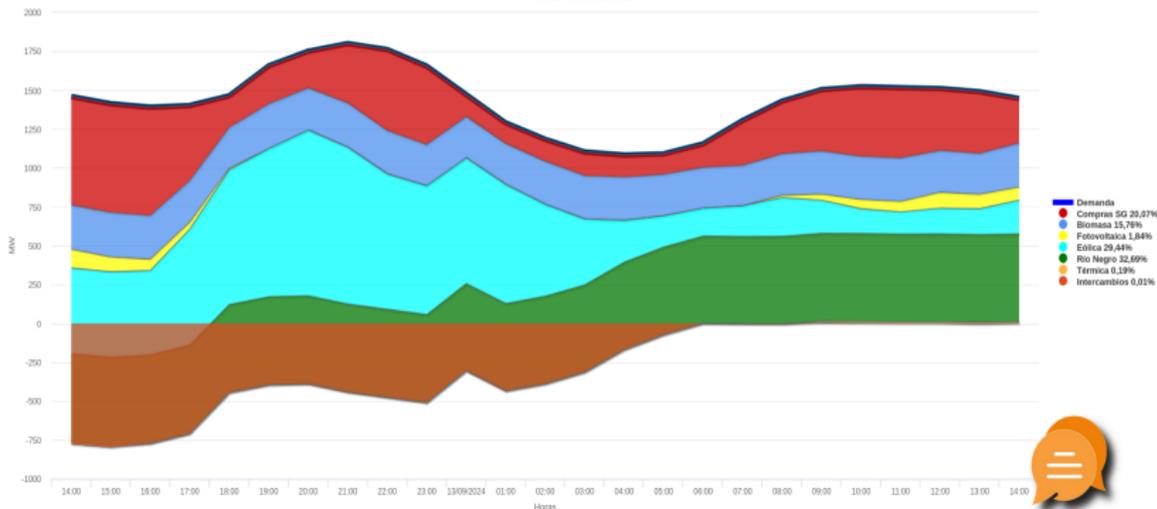
Composición Energética **Suministro de la Demanda**

Fecha: 13/09/2024 Aplicar

- Todos los datos usados en la consulta provienen del SCADA del Despacho de Cargas y están sujetos a confirmación.
- No se incluye la microgeneración ni los suscriptores con generación.

Suministro de la Demanda

Fuentes Renovables 99.81%



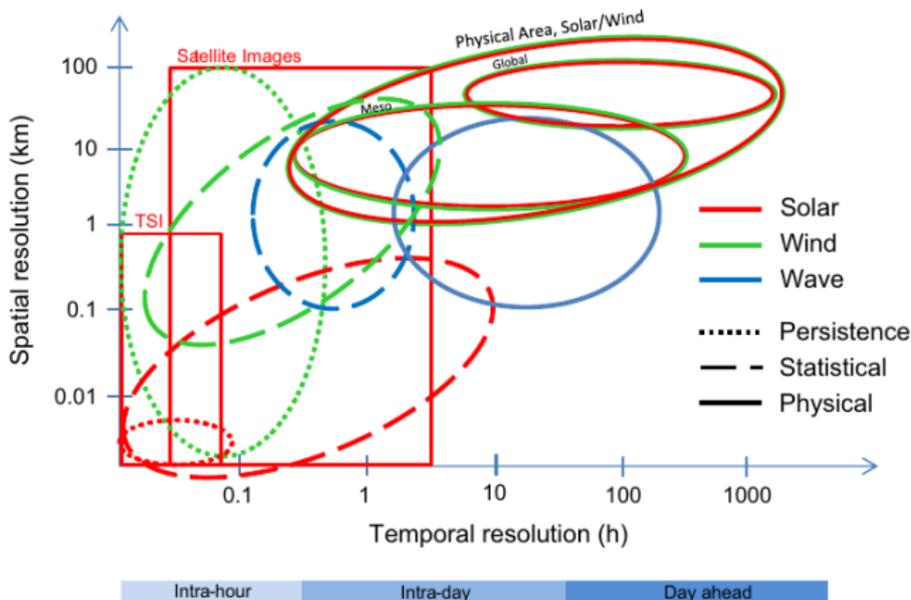
# La Transición energética - modelos de pronóstico operativos.

Ya no es suficiente la planificación semestral, mensual, semanal en base información histórica, necesitamos generar información en forma de pronósticos operativos para el despacho horario diario y de los próximos días.



# Herramientas de Pronóstico en función del horizonte de tiempo de tiempo.

(Widen et all, 2015) Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources.



# Formulación del problema de predicción

La predicción de una variable  $x$  realizada en un instante  $t$ , para un horizonte temporal de predicción  $k$ , se nota  $\hat{x}_{t+k|t}$  en el caso de que la variable de interés sea la potencia

$\hat{p}_{t+k|t}$ .

El error en cada instante de tiempo  $t$  para cada horizontetemporal de predicción  $k$

$$e_{t+k} = p_{t+k} - \hat{p}_{t+k|t}$$

Los datos históricos, se usan para el entrenamiento, y pueden ser utilizados los mas cercanos en el tiempo para el pronóstico operativo

$$p_t, p_{t-1}, p_{t-2}, \dots, p_{t-m}, x_t, x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_{t-m}$$

$$\hat{p}_{t+k|t} = f(p_t, p_{t-1}, p_{t-2}, \dots, p_{t-m}, x_t, x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_{t-m}, \hat{x}_{t+k|t})$$



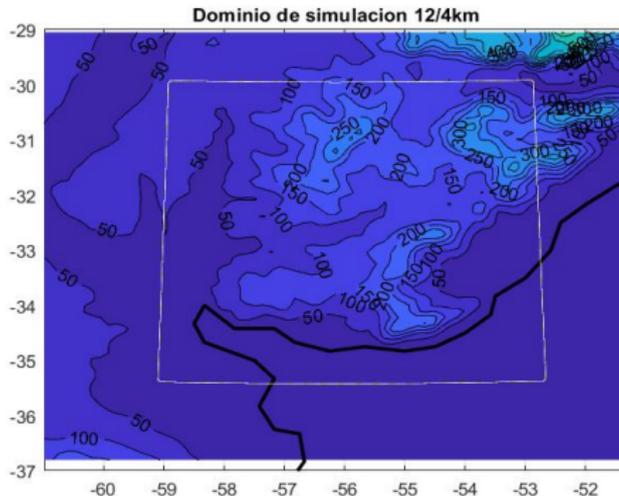
# Formulación del problema de predicción

- ¿Qué grado de precisión se necesita?
- ¿Cuál es el horizonte temporal que interesa?
- ¿Qué nivel de costo de la herramienta es admitido por el caso de análisis y de aplicación?
- ¿Qué información se tiene disponible?



# Dominio WRF

- Proyección cartográfica: Lambert Conformal.
- Topografía y uso del suelo: USGS (United States Geological Survey).
- 30 niveles verticales.
- *nudging*: permite incorporar cada 3 hr de simulaciones los datos del GFS dentro de la grilla regional.
- Parametrizaciones: CLA (Mellor-Yamada-Janjic), microfísica (Lin Purdue), Cumulus (Kain-Fritsh), radiación de onda corta (Dudhia), radiación de onda larga (RRTM), capa de superficie (Revised MM5) y suelo-superficie (Unified Noah land-surface model).



# CPUs vs. Tiempo: 12 km / 4 km

## Dominios Anidados 12 km / 4km



## 12 km



# Formulación Física / Formulación Estadística.

## Formulación Física

- Consideran el modelo de aerogenerador, intentan describir el campo de velocidades en el sitio y su perfil en altura, modelan las estelas entre aerogeneradores.
- Modelan la radiación en plano inclinado y modelo de de panel.

## Formulación Estadística

- Consideran las variables mas relevantes y buscan establecer vínculos estadísticos.
- Utilizan en forma directa la IA por ejemplo entrenando redes neuronales, sin importar el cálculo de la radiación en plano inclinado para una planta solar o modelo de aerogenerador en un parque eólico.

# Determinísticos unico pronóstico / Conjunto de pronósticos (ensembles).

## Determinístico (unico pronóstico).

- Se ajusta un modelo asociado a la corrida de control, se tiene un pronóstico, por parque o por planta fotovoltaica, y del total de la producción.

JOURNAL OF THE ATMOSPHERIC SCIENCES

### Deterministic Nonperiodic Flow<sup>1</sup>

EDWARD N. LORENZ

*Massachusetts Institute of Technology*

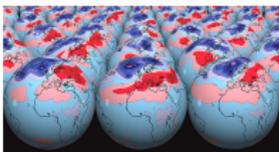
(Manuscript received 18 November 1962, in revised form 7 January 1963)

#### ABSTRACT

Finite systems of deterministic ordinary nonlinear differential equations may be designed to represent forced dissipative hydrodynamic flow. Solutions of these equations can be identified with trajectories in phase space. For those systems with bounded solutions, it is found that nonperiodic solutions are ordinarily unstable with respect to small modifications, so that slightly differing initial states can evolve into considerably different states. Systems with bounded solutions are shown to possess bounded numerical solutions.

A simple system representing cellular convection is solved numerically. All of the solutions are found to be unstable, and almost all of them are nonperiodic.

The feasibility of very-long-range weather prediction is examined in the light of these results.

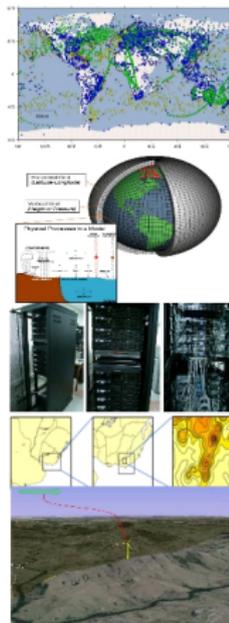


## Conjunto de pronósticos (ensembles).

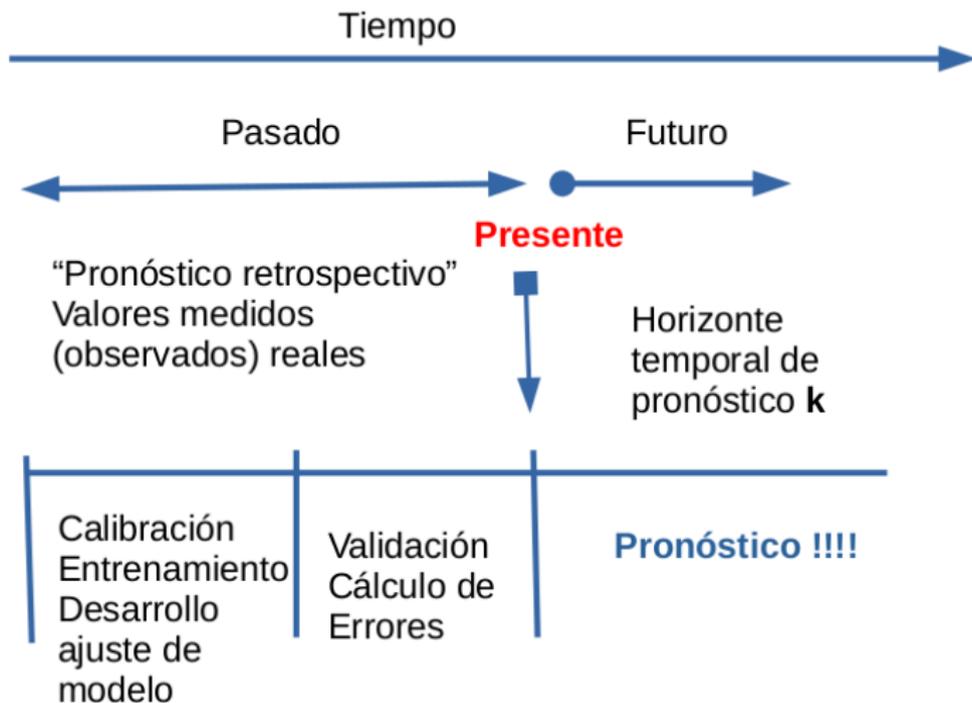
- Se tiene un conjunto de pronósticos asociados a corridas con condiciones iniciales perturbadas.
- Se pueden estimar bandas de confianza. NOAA / 30 ensembles, ECMWF / 50 ensembles. Se pueden desarrollar ensembles con los modelos regionales (WRF), tanto cambiando los esquemas numéricos como perturbando las condiciones iniciales.

# Formulación de modelos de predicción

- De muy corta duración. Estadísticos, Inteligencia Artificial, Downcasting, imágenes satelitales, radar. **Operación del sistema eléctrico, horizonte temporal de horas**
- De corta duración. Se basan en la resolución numérica de los procesos físicos, modelos GCM y modelos de mesoescala, en el postprocesamiento Inteligencia Artificial. **Despacho de Potencia, horizonte temporal de días.**



# Formulación de modelos de predicción

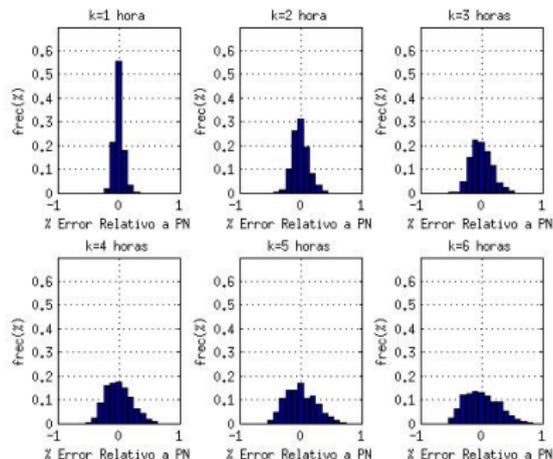


# Modelos de muy corta duración -> Modelo de Persistencia

Donde  $\hat{P}(t+k|t)$  es la potencia que se pronostica se inyectara en el instante  $t+k$ , siendo  $P(t)$  la potencia que se esta inyectando en el instante  $t$ .

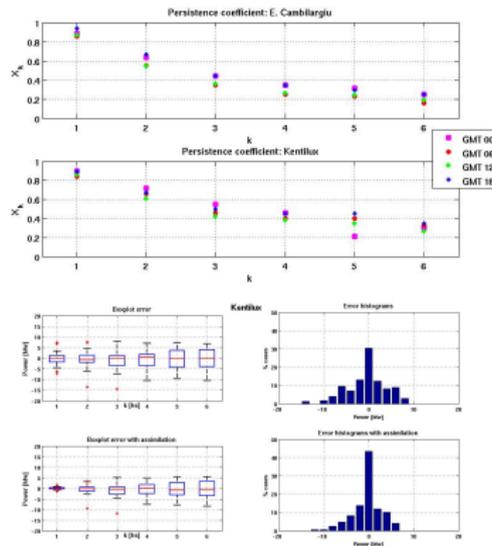
$$\hat{P}(t+k|t) = P(t) \quad (8)$$

Producción eólica inyectada a la rojo en Uruguay correspondiente a 652 MW durante enero de 2016.

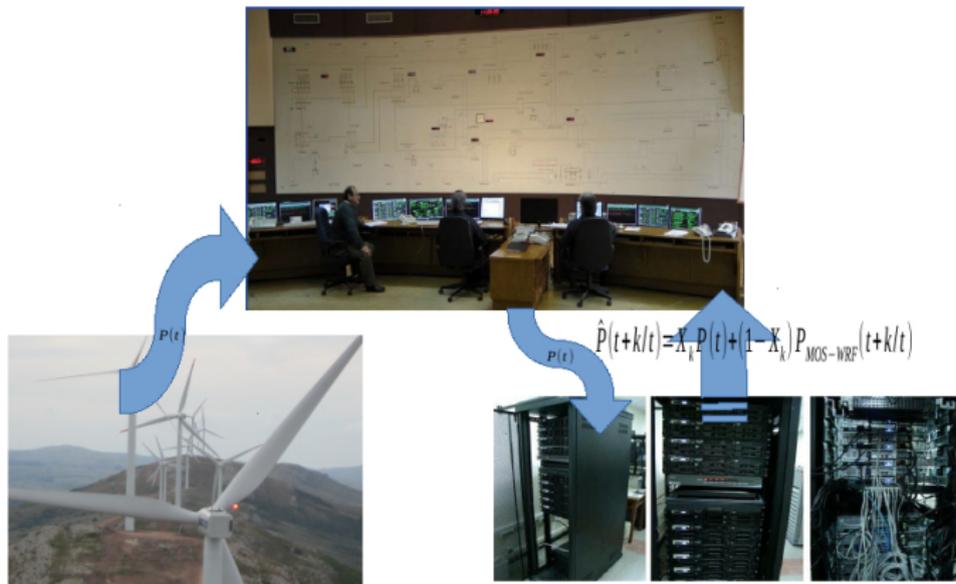


# Horizonte de pronóstico hasta 6 horas.

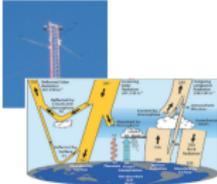
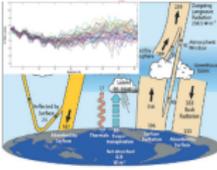
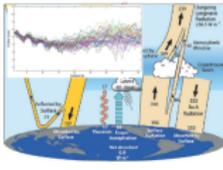
$$\hat{P}(t+k|t) = X_k P(t) + (1 - X_k) P_{num-atmos}(t+k|t)$$



# Horizonte de pronóstico hasta 6 horas, considerar la potencia real $P(t)$ .



# Técnicas de pronóstico para cada horizonte.

Horizonte	Hasta 6 horas	Hasta 12 horas	Hasta 72 horas	Hasta 240 horas
Herramienta	Potencia eólica real asimiladas en modelos de circulación atmosférica de mesoescala	Velocidad de viento asimilada combinada con modelos de circulación atmosférica de mesoescala	Modelos de circulación atmosférica de mesoescala	Modelos de circulación atmosférica de mesoescala
Frecuencia de disponibilidad posible	Cada una hora	Cada 6 horas	Cada 6 horas	Una vez al día aunque es posible cada 6 horas
				

# Descripción del postprocesamiento del Modelo que busca pronósticar el factor de capacidad, discriminando condiciones de estabilidad.

(Gutiérrez et al, 2018)

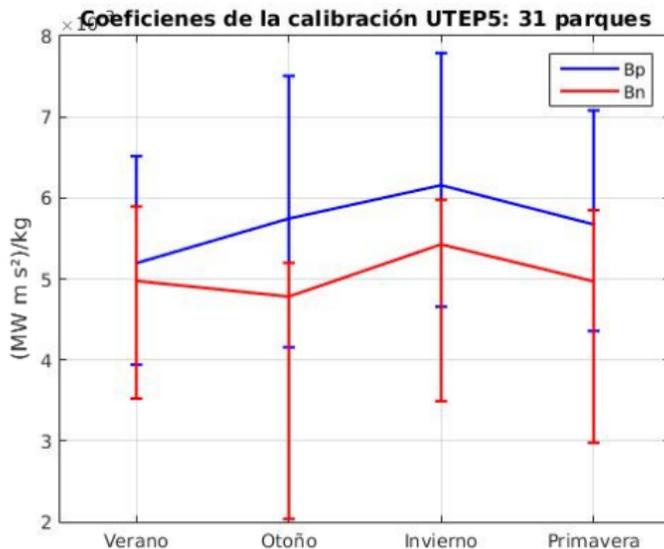
Cuando  $\frac{\hat{dT}}{dz} > 0$

$$\hat{C}F_h = a_p \cdot \frac{(\hat{\rho} \hat{V}^2)}{P_{INST}} \quad (9)$$

y cuando  $\frac{\hat{dT}}{dz} \leq 0$

$$\hat{C}F_h = a_n \cdot \frac{(\hat{\rho} \hat{V}^2)}{P_{INST}} \quad (10)$$

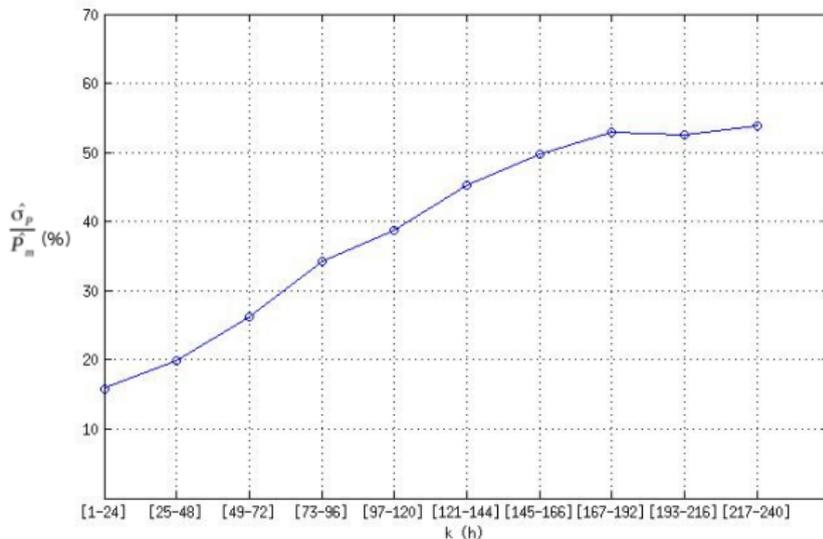
# Calibración estacional $\implies a_n, a_p$



# Ensembles Conjunto de corridas.

- El conjunto de corridas (ensembles) son una técnica que plantean cuantificar la incertidumbre generando múltiples pronósticos con pequeñas perturbaciones de las observaciones originales.
- Técnica NCEP “bred vector” apunta a proveer de una muestra aleatoria de los errores del análisis, en el espacio del subconjunto donde los errores crecen más rápido.

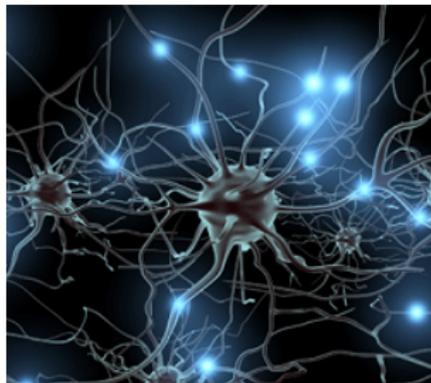
# Dispersión entre corridas Vs horizonte de tiempo



# Redes Neuronales Artificiales

- Las RNA están inspiradas en las redes neuronales biológicas.
- Para la aplicación de las RNA se debe contar con datos de alta calidad, las RNA se entrenan con los datos históricos

$p_t, p_{t-1}, p_{t-2}, \dots, p_{t-m}, X_t, X_{t-1}, X_{t-2}, \dots, X_{t-m}$

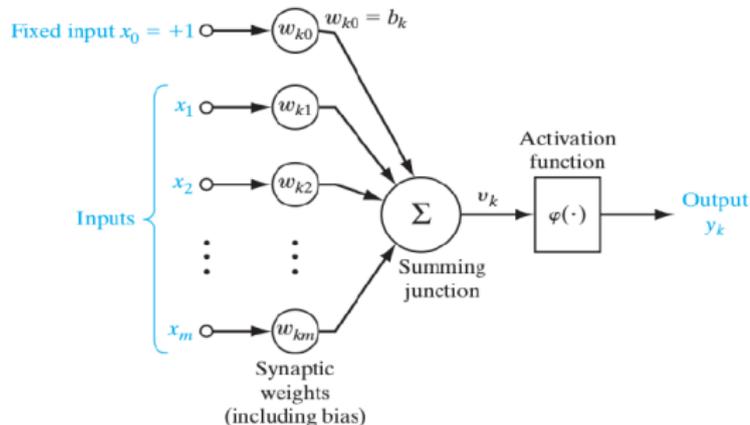


# Redes Neuronales Artificiales

- $x_j$  son las variables de entrada
- $w_{kj}$  son los pesos que se ajustan durante el entrenamiento, para cada neurona  $k$  y variable  $j$
- para cada neurona  $k$  se hace la suma del peso de cada variable de entrada  

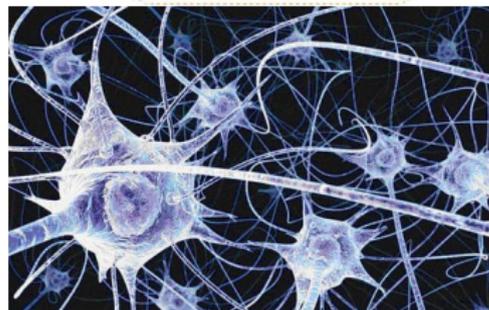
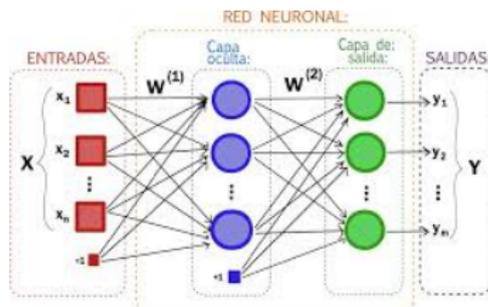
$$u_k = \sum_{j=1}^m x_j w_{kj}$$
- se agrega en cada neurona una corrección del bias,  

$$v_k = u_k + b_k$$
- a  $v_k$  se le aplica la función de activación  $\varphi(v_k)$

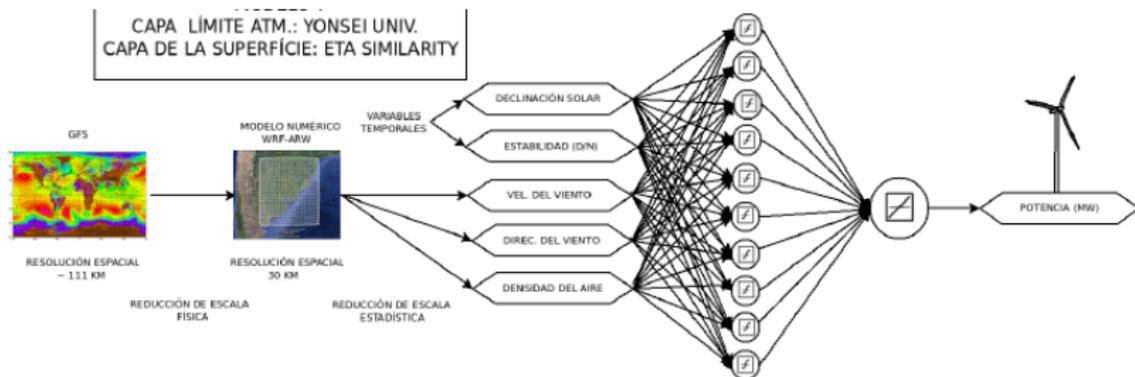


# Redes Neuronales Artificiales

- Ejemplo de una red multicapa
- Durante el entrenamiento el algoritmo que generalmente se utiliza es el algoritmo de retropropagación.
- Los datos deben ser de alta calidad, las RNA se entrenan con los datos históricos  $p_t, \dots, p_{t-m}, X_t, X_{t-1}, \dots, X_{t-m}$ , tanto de las variables de salida como de las variables de entrada.



# Modelo en base a RNA (de Almeida et al, 2018).





# Esquema de operación del modelo conjugado

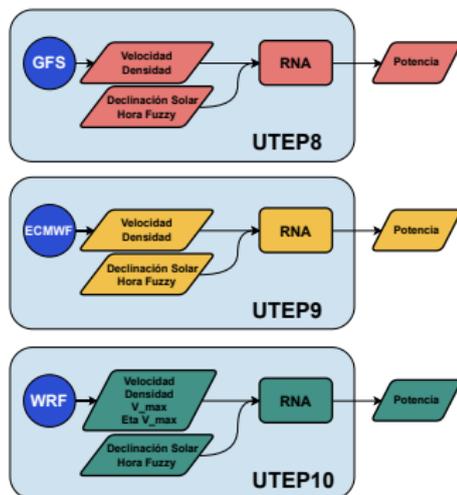


Figure: Diagrama modelos UTEP8, UTEP9 y UTEP10

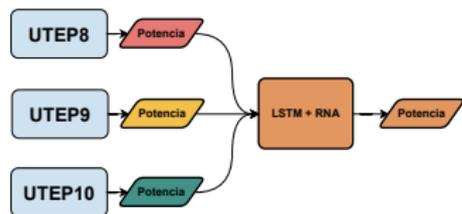


Figure: Diagrama modelo conjugado

# 1500 Escenarios por parque para cada paso temporal

- **Combinación de:**
  - CF de UTEP8.
  - 50 miembros de UTEP9.
  - 30 miembros de UTEP10.

Totalizan 1500 escenarios.

- **Calibración de la banda de confianza:**
  - Generación máxima
  - Generación mínima

Están por debajo de la confianza requerida del 80%.

# 1500 Escenarios por parque para cada paso temporal

- Casos dentro y fuera de los 1500 escenarios.
- Calibración de la banda de confianza:
  - Generación máxima
  - Generación mínima

El objetivo de la banda de confianza es tener 80% de casos dentro.

# Banda de Confianza con 1500 ensembles

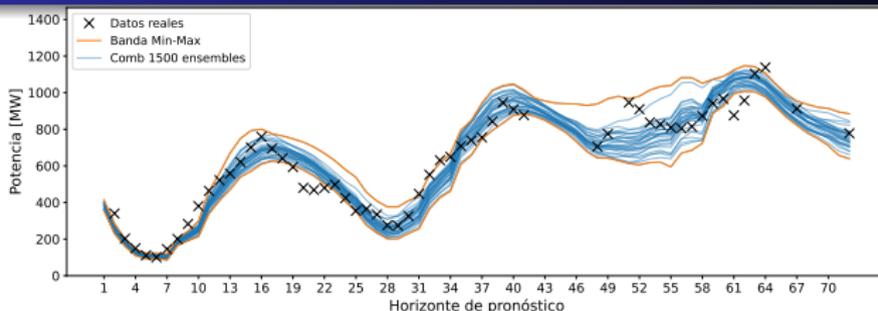


Figure: Banda Min-Max para toda la potencia instalada en Uruguay.

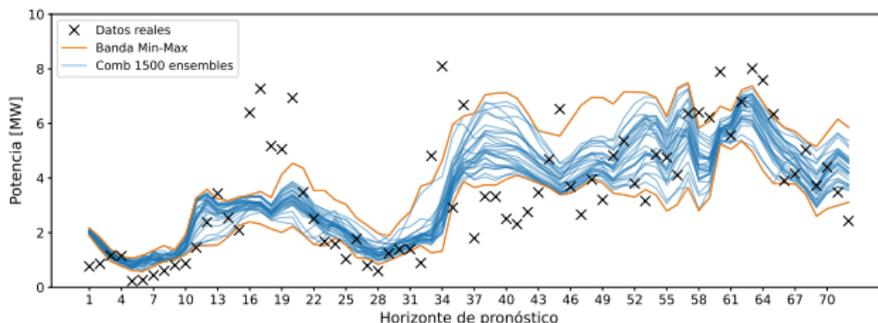


Figure: Banda Min-Max para un parque eólico, MLUZ.

# Banda de Confianza corregidas

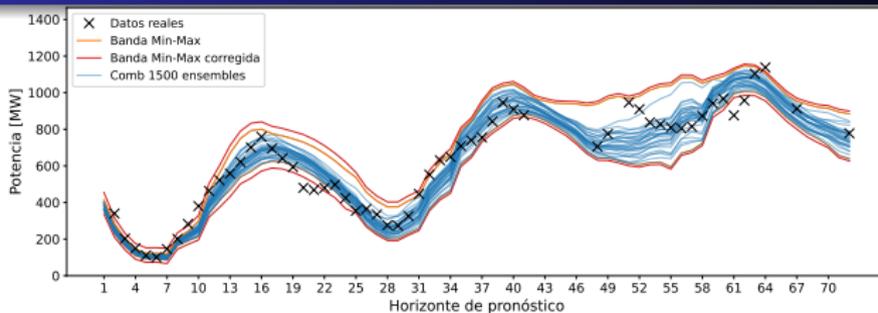


Figure: Banda corregida para toda la potencia instalada en Uruguay.

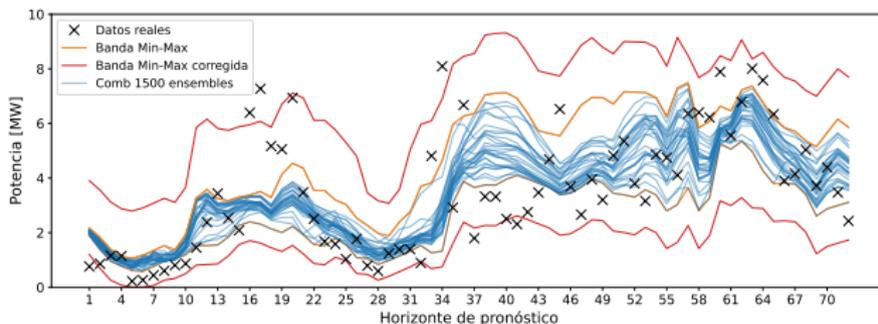
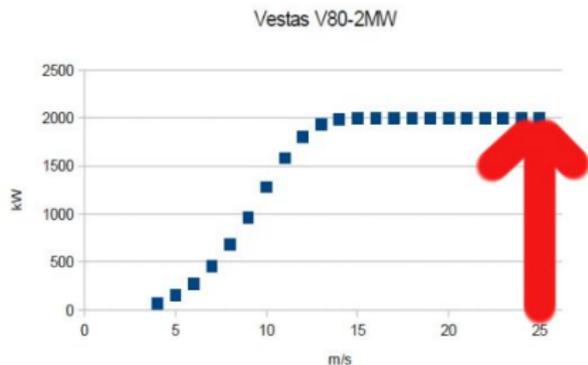


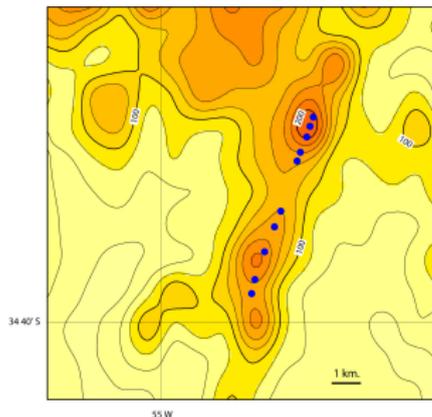
Figure: Banda corregida para un parque eólico, MLUZ.

# Eventos de desconexión por velocidad de corte velocidad CUT-OUT



# Emanuelle Cambilargiu wind farm

Emanuelle Cambilargiu 20 MW —» 10 Vestas V80, 2MW



# Características de los eventos

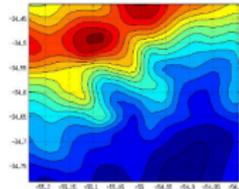
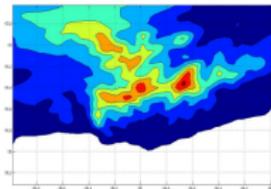
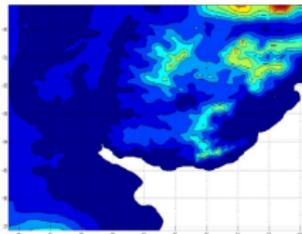
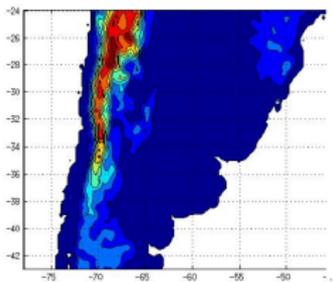
Emanuelle Cambilargiu 20 MW → 10 Vestas V80, 2MW

Unit	Detected	Device acknowledged	Reset/Run	Duration	Event
AG07	07/12/2012 00:22	07/12/2012 02:04	07/12/2012 02:04	1:41:46	event o14
AG10	07/12/2012 00:37	07/12/2012 01:54	07/12/2012 01:54	1:17:41	event o14
AG09	07/12/2012 00:40	07/12/2012 00:40	07/12/2012 01:59	1:19:14	event o14
AG01	07/12/2012 00:48	07/12/2012 02:18	07/12/2012 02:18	1:29:19	event o14
AG04	07/12/2012 00:51	07/12/2012 02:16	07/12/2012 02:16	1:24:13	event o14
AG08	07/12/2012 00:53	07/12/2012 02:02	07/12/2012 02:02	1:09:00	event o14
AG02	07/12/2012 01:01	07/12/2012 02:16	07/12/2012 02:16	1:15:11	event o14
AG03	07/12/2012 01:11	07/12/2012 02:05	07/12/2012 02:05	0:53:55	event o14
AG05	07/12/2012 01:14	07/12/2012 02:00	07/12/2012 02:00	0:46:34	event o14
AG02	16/12/2012 15:51	16/12/2012 16:00	16/12/2012 16:00	0:09:14	event o15
AG10	25/12/2012 04:56	25/12/2012 05:01	25/12/2012 05:02	0:05:11	event o16
AG10	25/12/2012 05:20	25/12/2012 05:25	25/12/2012 05:25	0:05:35	event o16
AG04	31/12/2012 16:33	31/12/2012 16:49	31/12/2012 16:49	0:16:26	event o17
AG03	31/12/2012 16:33	31/12/2012 16:51	31/12/2012 16:51	0:17:08	event o17
AG02	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:51	31/12/2012 16:51	0:17:04	event o17
AG10	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:55	31/12/2012 16:55	0:21:15	event o17
AG09	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:56	31/12/2012 16:57	0:23:33	event o17
AG01	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:51	31/12/2012 16:51	0:17:31	event o17
AG06	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:35	31/12/2012 16:53	0:19:12	event o17
AG08	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:52	31/12/2012 16:53	0:18:37	event o17
AG07	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:35	31/12/2012 16:49	0:14:46	event o17
AG05	31/12/2012 16:34	31/12/2012 16:49	31/12/2012 16:50	0:15:30	event o17
AG06	31/12/2012 16:35	31/12/2012 16:53	31/12/2012 16:53	0:18:04	event o17
AG07	31/12/2012 16:35	31/12/2012 16:49	31/12/2012 16:49	0:13:35	event o17



# WRF-ECMWF –Ráfaga—> Pronóstico de Desconexión

WRF » 4 dominios d01 30 km, d02 10 km, d03 3.3 km, d04 1.1 km.



Modelo: WRF-ECMWF modelo de Ráfaga  $g = \bar{V} + 7.71u_*$

# Ventana temporal para la alarma d01-30km d02-10km d03-3.3km d01-1.1km

Sí  $g = \bar{V} + 7.71u_* > g_{Alarm}$

Ventanas temporales para la alarma  $[t_{g>g_{Alarm}} - 12, t_{g>g_{Alarm}} + 12]$

Alarm=1

else

Alarm=0

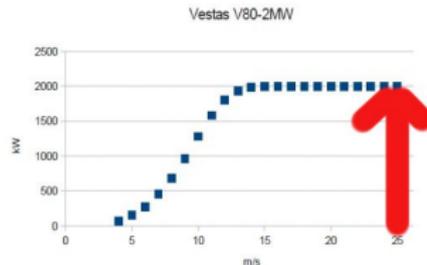
FIN

WRF » 4 dominios d01-30km, d02-10 km, d03-3.3 km, d04-1.1 km.

Interpolando con el punto más cercano de grilla.

# Eventos de desconexión

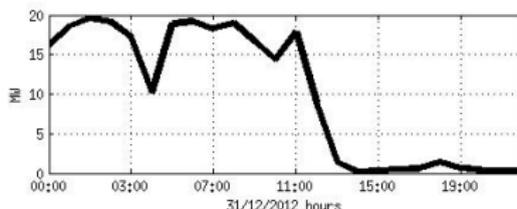
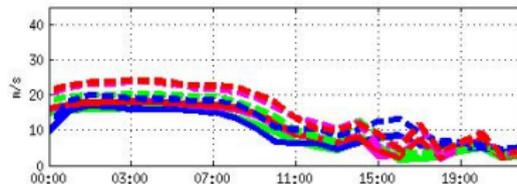
Cut Out Begh (DD/MM/YY hh:mm)	Total Duration (hh:mm)	Wind Turbines Affected (#)	30km		60km		90km		120km		150km		180km		210km	
			Alarm	End												
31/01/12 09:33	01:33	79 8 9 10 10	0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
08/08/12 02:54	04:38	79 10 9 8 10 10 9 8 4 10 9 8 4 10 10	0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
19/09/12 10:51	08:55	79 1 7 5 4 1 79 8 10 2 4 7 77 4 7 4 4 10 10 7 4 1 0 7 9 8 4 8 5 1 2 3 6 3 7 10 1 2 7 9	1	-3	-4	1	2	-1	1	1	-5	-2	1	-4	-4	
23/10/12 02:46	12:31	10 7 9 9 5 2 13 10 4 2 9 1 17 7 7 7 7 7 8 77 2 7 9 10 77	1	-1	-3	1	-3	1	1	3	-11	1	3	-4		



# 31/1/2012 03:30

Cut Out Begin (DD/MM/YY hh:mm)	Total Duration (hh:mm)	Wind Turbines Affected (#)	Alarm 30km	$\Delta t$ 30km Begin (h)	$\Delta t$ 30km End (h)	Alarm 10km	$\Delta t$ 10km Begin (h)	$\Delta t$ 10km End (h)	Alarm 3.3km	$\Delta t$ 3.3km Begin (h)	$\Delta t$ 3.3km End (h)	Alarm 1.1km	$\Delta t$ 1.1km Begin (h)	$\Delta t$ 1.1km End (h)
31/01/12 03:33	01:33	98 98 9 10 10 98 109 98 10 10 98 4 10 9 94 10 10	0	---	--	0	---	--	1	0	-2	1	0	-2
08/08/12 02:54	04:38	98 104 7 5 4 1 98 8 10 2 4 7 77 4 7 4 4 10 80 7 4 1 0 79 8 4 8 5 1 2 36 3 11 0 79 9 5 2	0	---	--	0	---	--	1	0	-2	1	4	4
19/09/12 10:51	08:55	13 1 0 4 2 9 3 17 7 7 7 7 7 8 17 3 2 7 9 10 17	1	-3	-4	1	2	-1	1	-5	-2	1	-4	-4
23/10/12 02:45	12:31		1	-1	-3	1	-3	1	1	3	-14	1	3	-4

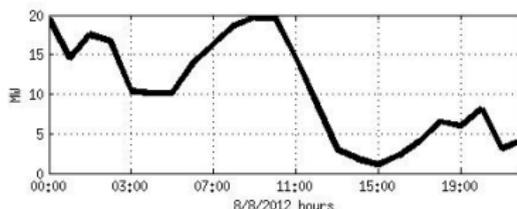
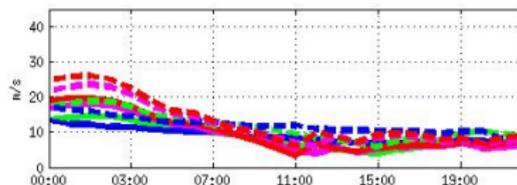
VERDE d01-30km, AZUL d02-10 km, MAGENTA d03-3.3 km, ROJO d04-1.1 km.  
Línea continua  $\bar{V}$  (WRF). Línea discontinua  $g = \bar{V} + 7.71u_*$  (WRF)



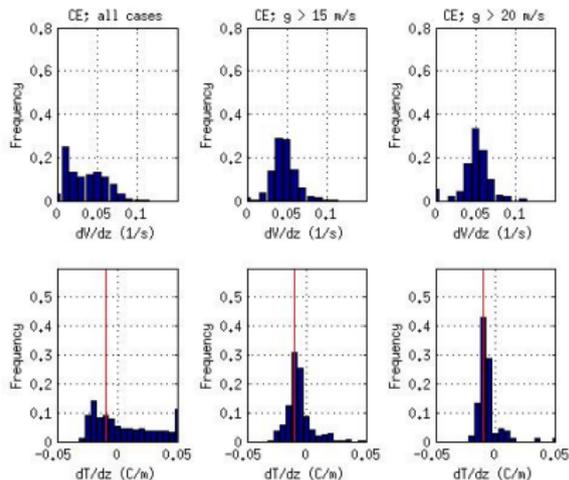
# 8/8/2012 02:54

Cut Out Begh (DD/MM/YY hh:mm)	Total Duration (hh:mm)	Wind Turbines Affected (#)	Alarm 30km	$\Delta t$ 30km Begh (h)	$\Delta t$ 30km End (h)	Alarm 10km	$\Delta t$ 10km Begh (h)	$\Delta t$ 10km End (h)	Alarm 3.3km	$\Delta t$ 3.3km Begh (h)	$\Delta t$ 3.3km End (h)	Alarm 1.1km	$\Delta t$ 1.1km Begh (h)	$\Delta t$ 1.1km End (h)
31/01/12 03:33	01:33	98 98 98 10 10 98 109 98 10 10 98 4 10 9 94 10 10	0	---	--	0	---	--	1	0	-2	1	0	-2
08/08/12 02:54	04:38	98 104 75 4 1 98 8 10 2 4 7 77 4 7 4 4 10 80 7 4 1 0 79 8 4 8 5 1 2 36 3 11 0 1 2 7 9	0	---	--	0	---	--	1	0	-2	1	4	4
19/09/12 10:51	08:55	98 104 75 4 1 98 8 10 2 4 7 77 4 7 4 4 10 80 7 4 1 0 79 8 4 8 5 1 2 36 3 11 0 1 2 7 9	1	-3	-4	1	2	-1	1	-5	-2	1	-4	-4
23/10/12 02:45	12:31	11 0 1 2 7 9 13 1 0 4 2 9 3 17 7 7 7 7 7 8 17 3 2 7 9 10 17	1	-1	-3	1	-3	1	1	3	-14	1	3	-4

VERDE d01-30km, AZUL d02-10 km, MAGENTA d03-3.3 km, ROJO d04-1.1 km.  
Línea continua  $\bar{V}$  (WRF). Línea discontinua  $g = \bar{V} + 7.71u_*$  (WRF)

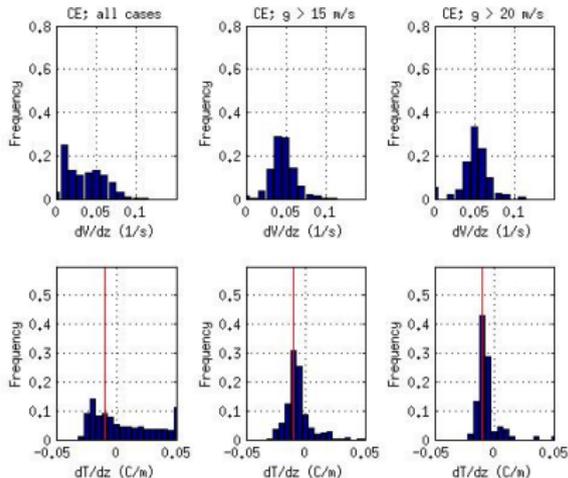


# Ráfagas $\rightsquigarrow \frac{\partial V}{\partial z} \rightsquigarrow \frac{\partial T}{\partial z}$ .



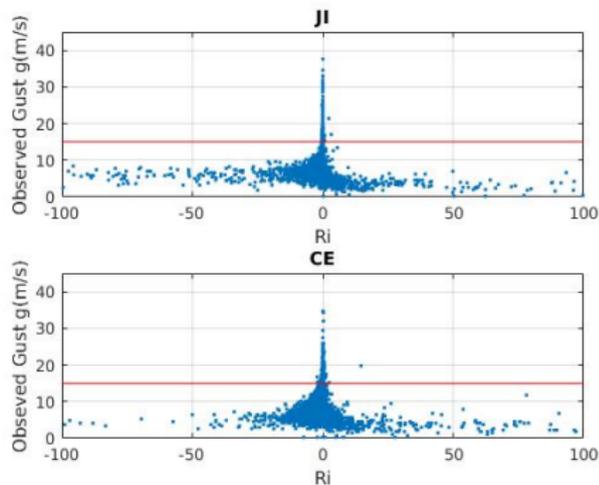
- Torre de medición Colonia Eulacio (CE)  $\frac{\partial V}{\partial z}$  medida entre at 101.8 m and 10.1 m (**histogramas  $\frac{\partial V}{\partial z}$** ).
- Gradiente Vertical de temperatura  $\frac{\partial T}{\partial z}$  (**histogramas  $\frac{\partial T}{\partial z}$** ) medida entre 100.8 m y 3.4 m.
- De derecha a izquierda se presentan los casos todos los casos luego  $g > 15m/s$ , y  $g > 20m/s$

# Ráfagas $\leftrightarrow \frac{\partial V}{\partial z} \leftrightarrow \frac{\partial T}{\partial z} \leftrightarrow Ri$ .



$$Ri = \frac{g_0}{\Theta} \frac{\partial \Theta / \partial z}{(\partial \bar{V} / \partial z)^2}$$

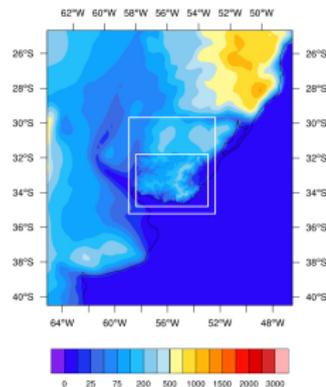
$$g \uparrow \frac{\partial T}{\partial z} \rightarrow -0.01 C/m \frac{\partial \Theta}{\partial z} \rightarrow 0 \uparrow \frac{\partial V}{\partial z} Ri \rightarrow 0$$



# Modelos de ráfaga comparando su desempeño con medidas.

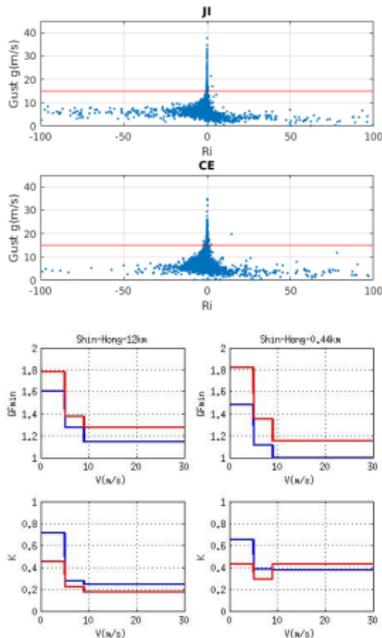
$$g = \max(V(t)) = \max(\bar{V}(t) + V(t)')$$

Ráfagas a la altura del cubo de la turbina *sim* 100 m sobre el nivel del suelo (AGL).



# Parametrización de ráfagas ✓

(Gutiérrez y Fovell 2018) el modelo es una parametrización de ráfagas con un enfoque general, la ráfaga calculada en cada paso del tiempo en el experimento numérico.

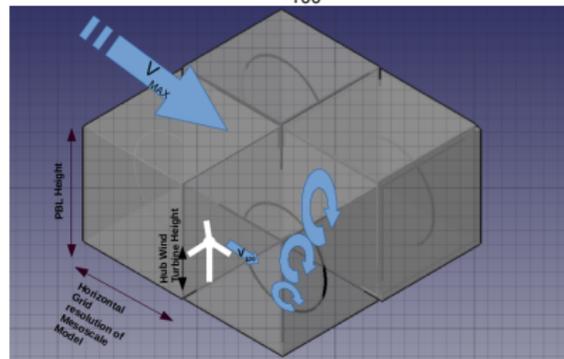


$$\Delta V^{Top} = \max(0, (V_{MAX} - V_{100}))$$

$$GF = GF_{min} + K \frac{\Delta V^{Top}}{V_{100}}$$

If  $(GF_{min} V_{100} + K \Delta V^{Top}) > 11.5 \text{ m/s}$  and  $(-0.5 < Ri < 0.5)$

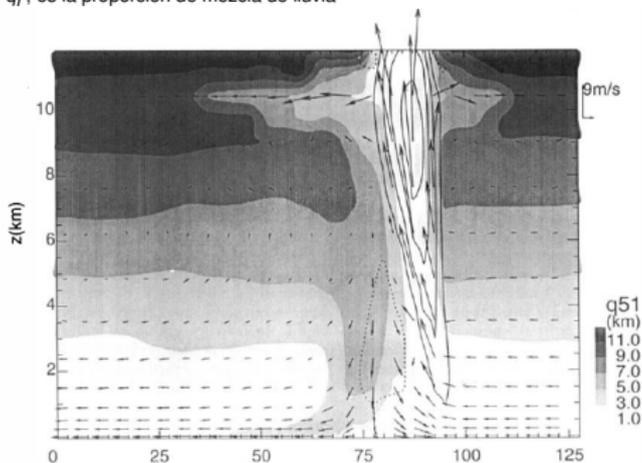
$$GF = S_{Ri} (GF_{min} + K \frac{\Delta V^{Top}}{V_{100}})$$



# (Nakamura et al., 1996) Ráfagas tormentas convectivas

$$V_{gust} = \sqrt{\alpha \int_0^H 2g \left( \frac{\theta}{\theta} + q_r \right) dz + \beta V(H)^2}$$

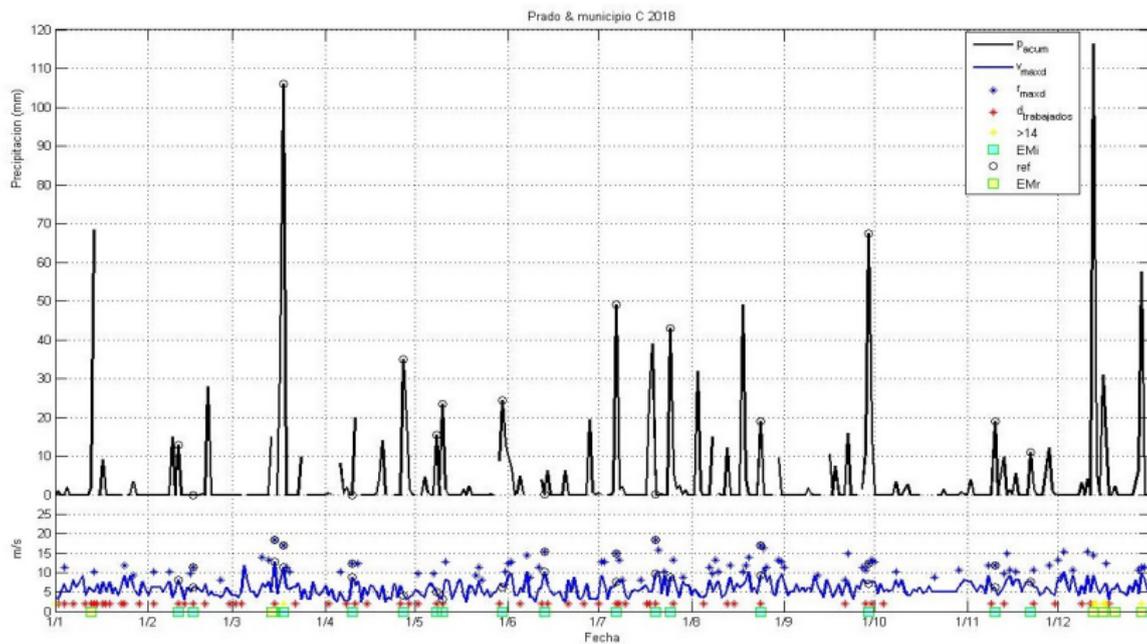
Modelo de ráfagas para tormentas por convección, una masa  $m$  a una altura  $H$  que está a punto de formar parte de una corriente descendente convectiva. La masa se moverá horizontalmente con la velocidad  $V(H)$ , con una energía cinética inicial  $\frac{1}{2} mV(H)^2$ . La precipitación que cae en la parcela puede evaporarse (o derretirse), haciendo que la parcela se enfríe, y esto junto con el efecto de carga de la precipitación en sí misma le da flotabilidad negativa a la parcela, haciendo que se acelere hacia abajo. Dada la fuerza descendente en el esquema es  $mg\Delta\theta/\theta + mgq_r$ , donde  $\Delta\theta$  es el déficit de temperatura potencial en la corriente descendente,  $\theta$  es la temperatura potencial de los alrededores, y  $q_r$ , es la proporción de mezcla de lluvia



# Caía de Árboles por ráfagas y precipitaciones.

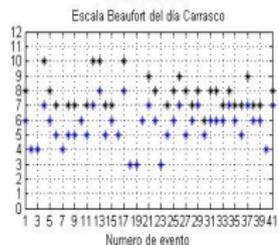
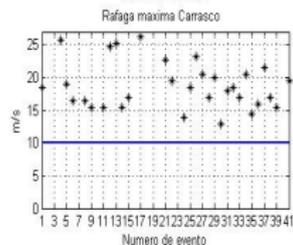
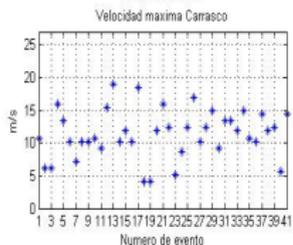
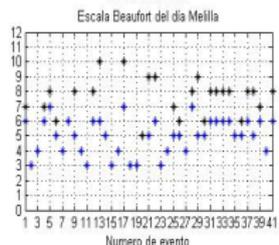
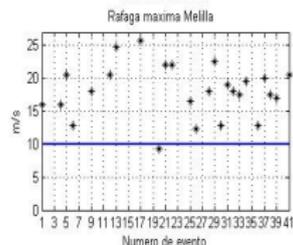
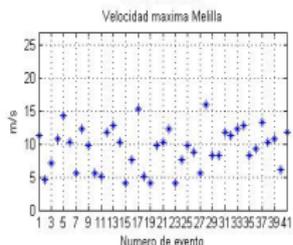
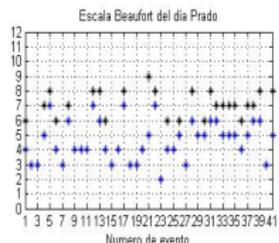
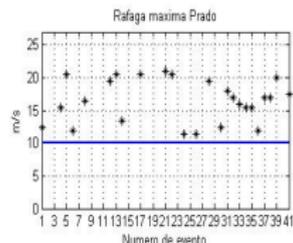
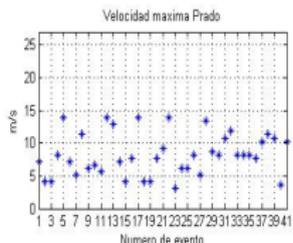


# Identificación EM



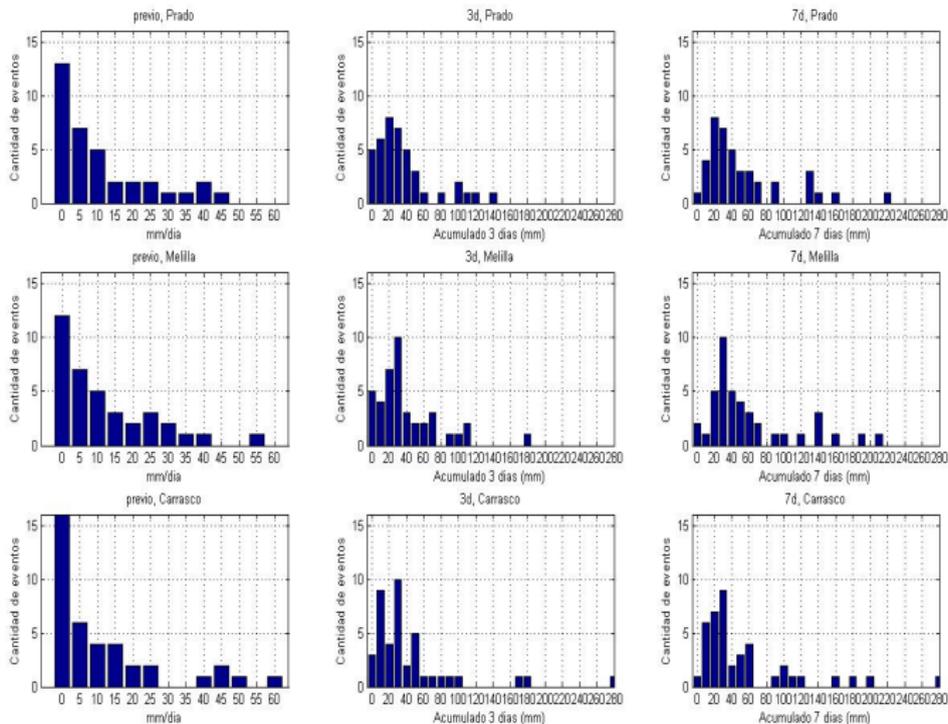
# Análisis viento EMc

## EM críticos

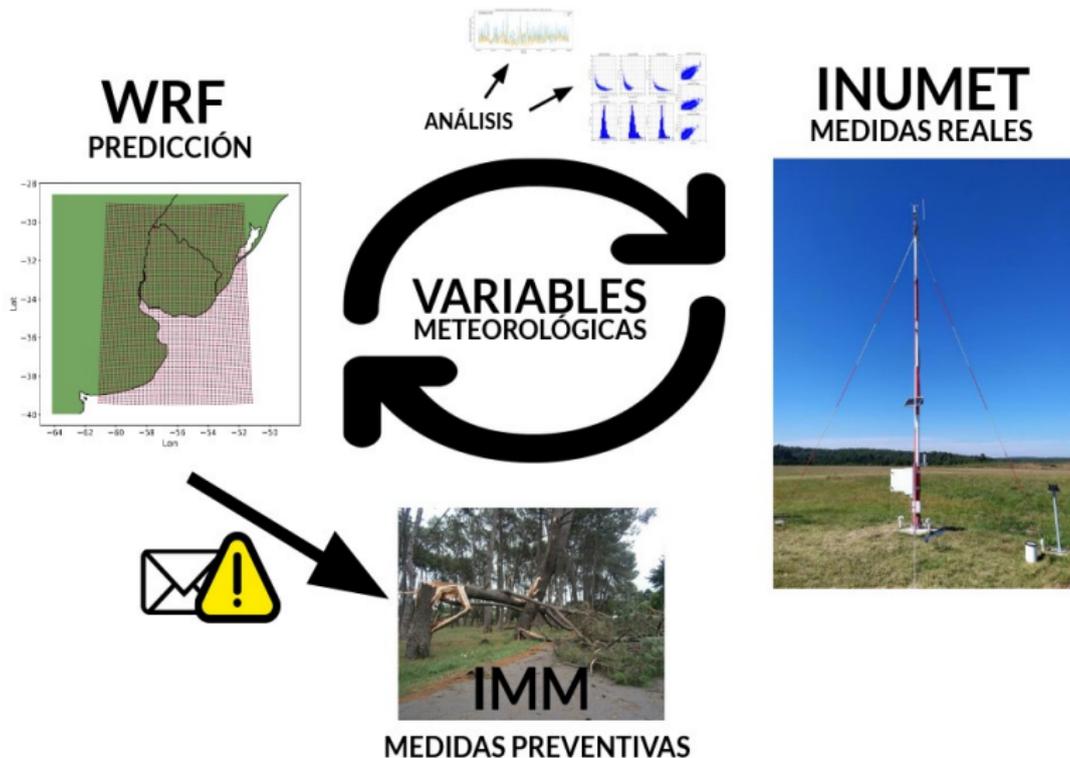


# Acumulados de precipitación EMc

## EM críticos



# Alarmas por EMC caída de ramas y arboles.

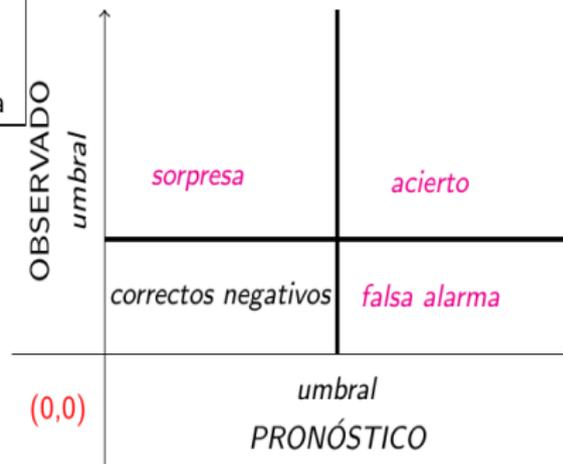


# Combinación de ensembles para pronóstico de precipitaciones

- Se analizan los **ensembles** de los pronósticos globales, **NCEP (20)** y **ECMWF (50)**, en forma **individual**, y **combinando** los dos.
- Promedio de cada pronóstico. **NCEP,ECMWF**
- Promedio de los 70 miembros. **ENS70**
- Promediar la media de los dos pronósticos. **ENSMED**
- Grilla: 1.x1, y acumulados de precipitación en 24hrs.
- Se eliminan los días que falta uno de los pronósticos. (NCEP, generalmente).

# Tabla de contingencia

		Pronóstico	
		NO	SI
Observado	SI	Sorpresa	Acierto
	NO	Correctos Negativos	Falsa Alarma

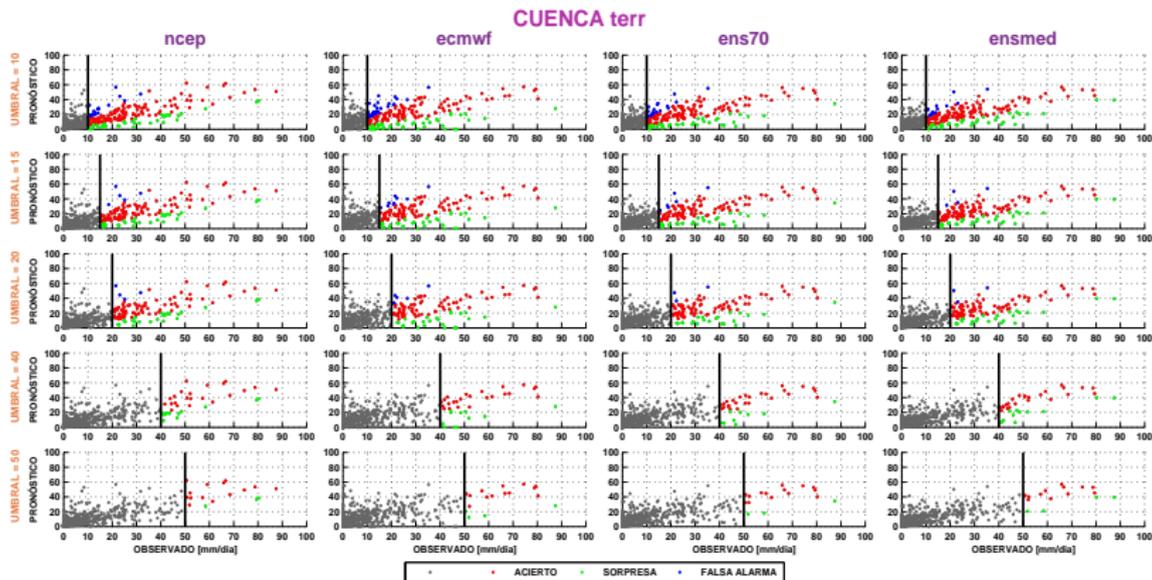


# Criterios para evaluar pronósticos

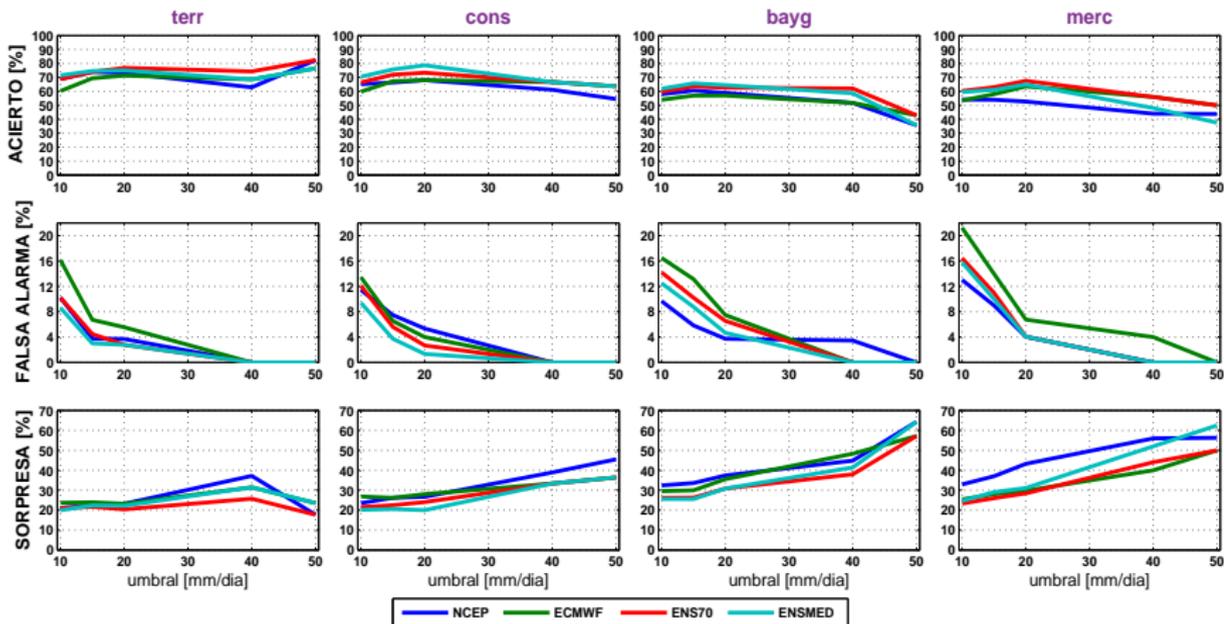
Se buscan los días que se **observó precipitación mayor a cierto umbral** . Y para esos días se definen:

- **ACIERTOS:**  
 $\text{observación} * 0.5 < \text{Pronóstico} < \text{observación} * 1.5$
- **SORPRESAS:**  
 $\text{Pronóstico} \leq \text{observación} * 0.5$
- **FALSAS ALARMAS:**  
 $\text{Pronóstico} \geq \text{observación} * 1.5$

# Matriz de contingencia para Terra



# Resumen de estadísticos



# Pronóstico a 30 cuenca de Santa Lucia

