



Proyecto Final de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Eléctrica

Metodología de análisis para la optimización de la operación de líneas de transmisión

AUTORES

Emanuel Rico R-4098/3

Guido Rosa R-4270/6

DIRECTOR

Ing. Javier Vives

30/03/2026

Contenido

1. Introducción.....	3
1.1. Contexto.....	3
1.2. Objetivos	5
2. Ecuaciones de equilibrio térmico de un conductor	7
2.1. Conceptos generales.....	7
2.2. Límite térmico sobre una línea aérea de alta tensión	8
2.3. Ecuaciones de límite térmico de una línea	9
3. Tecnología Dynamic Line Rating (DLR)	21
3.1. Conceptos Generales	21
3.2. Tecnologías y métodos para DLR.....	22
3.3. Arquitectura de un sistema DLR.	26
4. Índice estadístico de autocorrelación LISA	28
4.1. Clasificación de observaciones	28
4.2. Clasificación de contigüidades.....	31
4.3. Matriz peso espacial	33
4.4. Métodos gráficos de análisis exploratorio de datos espaciales	36
4.5. Representación de distribución espacial	37
4.6. Representación de la dependencia espacial.....	39
5. Fuente y procesamiento de datos meteorológicos	46
5.1. Fuente de registro meteorológico	46
5.2. Software de sistema de información geográfica.	47
5.3. Software de análisis geoestadístico	48
6. Desarrollo de códigos en lenguaje de programación Python.....	50
6.1. Comparación entre software Geoda y código en Python.....	53

6.2.	Análisis sobre el sistema eléctrico	54
6.3.	Resumen de la metodología	55
6.4.	Aplicación de la metodología sobre un caso teórico	56
6.5.	Caso teórico.	56
6.6.	Caso ideal	58
6.7.	Caso aleatorio	62
7.	Aplicación de la metodología de análisis al territorio de Argentina	65
7.1.	Registro de datos meteorológicos	66
7.2.	Procesamiento de datos georreferenciados.....	67
7.3.	Cálculo de índice LISA.	69
7.4.	Análisis de consistencia temporal.....	71
7.5.	Análisis del sistema de transmisión del NEA	77
8.	Análisis económico sobre el caso práctico en Argentina	86
9.	Conclusiones y reflexiones finales	93
10.	Bibliografía	98
ANEXO "A"		99
ANEXO "B"		133
ANEXO "C"		149
ANEXO "D"		161

1. Introducción

1.1.Contexto

Los sistemas eléctricos de potencia son redes compuestas por instalaciones destinadas a producir, transmitir y consumir energía eléctrica. Gracias a estos, es posible generar energía en un determinado lugar y ser transmitida a otro para su inmediato uso, pudiendo haber entre estos dos una enorme distancia. Lo mismo aplica cuando en un sistema convergen cientos de centros de generación y de consumo, conformando así un gran sistema de potencia, con diferentes tipos de carga y fuentes de energía.

Para poder concretar el vínculo entre la generación y la demanda, existen los sistemas de transmisión, conformados principalmente por extensas redes de cables y líneas aéreas que transportan la energía desde su producción hasta su consumo. Estos sistemas atraviesan todo tipo de terrenos por enormes distancias, debiendo en todo momento garantizar los requerimientos de seguridad establecidos por las entidades regulatorias, tanto por la integridad de las personas y de los equipos en sus cercanías, como por la operación segura de todo el sistema.

Cuando uno de estos equipos está operando, transportan potencia desde un extremo a otro. Sin embargo, su capacidad de transmisión no es infinita, pudiendo estar afectada por diferentes fenómenos en cada caso. En particular, existen tres tipos de limitaciones: térmicas, por caída de tensión y por estabilidad angular. Que restricción gobierna cada línea depende de su distancia, estando las más cortas afectadas por límites térmicos, las intermedias por caída de tensión, y las más largas por razones de estabilidad estacionaria.

Por otro lado, a medida que crece naturalmente la demanda o se instalan nuevos generadores, los sistemas de transmisión se ven cada vez más exigidos, forzándolos a operar al borde de sus límites operativos. Esto obliga a las transportistas a invertir en nuevos equipos para satisfacer las necesidades del sistema y garantizar una operación segura. De lo contrario, resulta necesario recurrir a despachos forzados que aumentan los costos de la energía o, en el peor de los casos, dejar de abastecer toda la demanda.

A raíz de esta problemática, surgieron nuevas metodologías que permiten aumentar las capacidades establecidas de los sistemas de transmisión sin la necesidad de grandes inversiones. Este informe se centra en una de ellas, llamada “Dynamic Line Ratings” o “DLR”, la cual busca aumentar las capacidades de transmisión de las líneas aéreas limitadas por razones térmicas.

En la actualidad, la gran mayoría de los límites térmicos son estacionarios. Esto significa que los mismos fueron calculados para una dada temperatura ambiente, siendo este usualmente un valor conservador. En la realidad, la capacidad térmica de un conductor es dinámica, dado que todos los factores que la definen son cambiantes a lo largo de un día. Además, los conductores tienen inercia térmica, lo que significa que el cambio de capacidad no es instantáneo y depende fuertemente de las condiciones iniciales. Esto es el núcleo de DLR, una manera de tomar en consideración la realidad dinámica del ambiente que rodea a los conductores y, así, definir límites de transmisión dinámicos para un mejor aprovechamiento de las líneas del sistema.

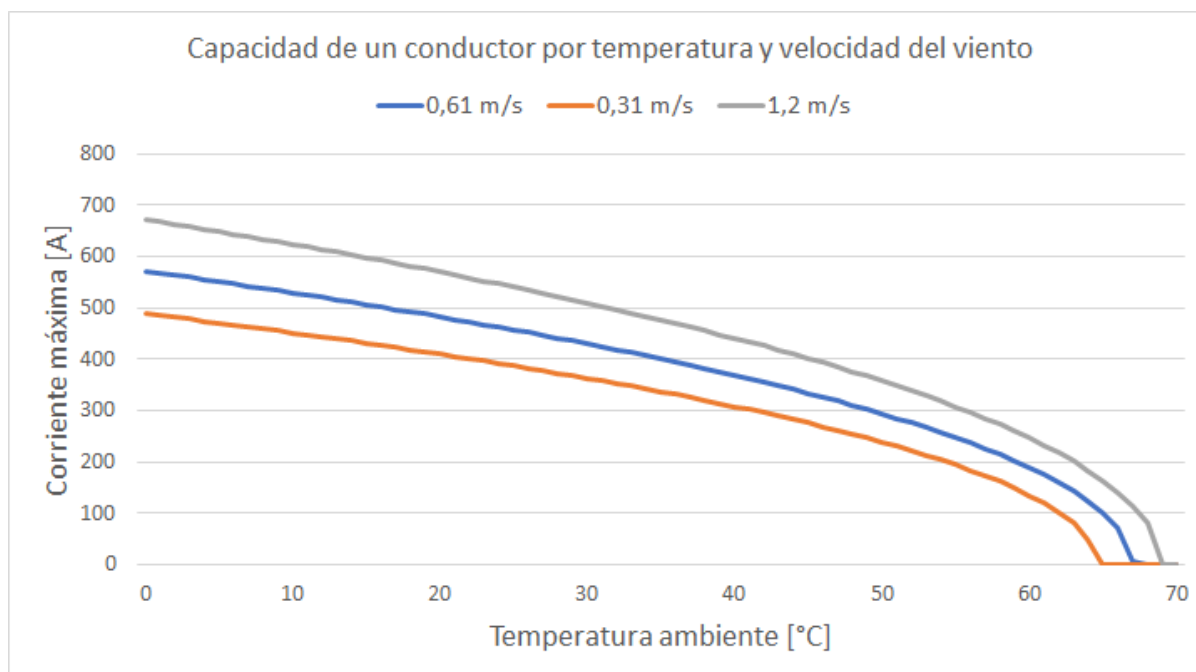


Figura 1-1: Relación de la capacidad de un conductor con la temperatura ambiente y la velocidad del viento

En este contexto, el proyecto se orienta a la aplicación de un enfoque inspirado en la filosofía del Dynamic Line Rating (DLR), basado en la utilización de variables meteorológicas y parámetros propios de la línea para la estimación de su capacidad de transporte.

A partir del análisis espacio-temporal de registros meteorológicos, específicamente la temperatura ambiente, se propone una metodología para identificar regiones con comportamiento térmico similar, con el objetivo de extrapolar la información meteorológica disponible en un punto hacia otras líneas ubicadas dentro de una misma zona. Sobre esta base, y siguiendo los lineamientos establecidos en las normas CIGRÉ 601 e IEEE 738, se estiman los límites de carga dinámicos de las líneas.

De este modo, se logra extender el alcance del cálculo dinámico de capacidad de transporte sin necesidad de una implementación explícita de sistemas DLR en cada tramo de la red, reduciendo los requerimientos de instrumentación directa y manteniendo coherencia con los principios físicos que sustentan dicha tecnología.

1.2.Objetivos

El propósito del presente desarrollo es, teniendo en mente los principios del cálculo dinámico de la capacidad de transporte de líneas (utilizados en la tecnología DLR), proponer una metodología de análisis que permita identificar áreas geográficas en donde las condiciones ambientales de toda la zona puedan ser supuestas a partir de una única medición dentro de la misma. De esta manera, se puede extrapolar dicha información a otras líneas de la zona y minimizar el costo de inversión de elementos de censado in situ.

Para alcanzar este objetivo, es necesario procesar registros históricos del clima para determinar áreas geográficas con comportamientos concurrentes en el tiempo y, así, definir zonas que podrán ser estudiadas mediante una sola medición de tiempo real. Para hacer esto, se buscan desarrollar metodologías propias que permitan dicho procesamiento de forma confiable y eficiente.

En este sentido, se pretende investigar la implementación de índices estadísticos existentes para el análisis espacial de registros de temperatura con el enfoque correspondiente para la aplicación del cálculo dinámico de la capacidad de transporte. Al mismo tiempo, se desarrollarán metodologías y criterios propios para extender el análisis espacial en la dimensión temporal, de modo de contar con resultados que no solo identifiquen autocorrelación en un dado instante de tiempo, sino también que resalten la estabilidad de este comportamiento, proveyendo información clave para la posterior aplicación de esta metodología, aumentando así la seguridad de su implementación.

Una vez que se alcance este objetivo, también se busca proponer una manera de utilizar los resultados del análisis estadístico para agrupar a las líneas de transmisión dentro del área de interés que pertenecen a un área con persistente autocorrelación, de tal manera de aplicar soluciones del tipo DLR o similares a todas ellas a partir de un único instrumento de censado.

Naturalmente, una vez que se complete el desarrollo de esta metodología, se la aplicará sobre el territorio nacional argentino, a modo de caso de estudio. Con esto, se pretende investigar si existen zonas del país en donde se pueda tener un mejor aprovechamiento de los equipos ya presentes en el SADI a partir de un número reducido de elementos de medición de condiciones ambientales. Esto no solo podría evitar la necesidad de vertimientos innecesarios de diferentes centrales, (eólicas, solares, hidráulicas, etc.), sino también postergar la necesidad de invertir en nuevos circuitos dentro del sistema.

2. Ecuaciones de equilibrio térmico de un conductor

2.1. Conceptos generales

Un sistema de potencia está compuesto por una gran cantidad de equipos eléctricos interconectados en serie y en paralelo, cuyo fin es asegurar el transporte eficiente y confiable de energía eléctrica entre distintos puntos del sistema, aun frente a diferentes condiciones de operación. Cada uno de sus componentes posee un límite máximo de potencia definido, que garantiza su funcionamiento seguro y duradero. Por esta razón, el diseño de estos sistemas contempla que los equipos trabajen normalmente por debajo de su capacidad nominal, reservando los valores máximos, también conocidos como “capacidades transitorias”, solo para situaciones de emergencia.

Para aumentar el máximo flujo de potencia admisible de un corredor existente, suponiendo que sus limitaciones son térmicas, existen dos alternativas: Operar en un nivel de tensión superior, resultando en mayor potencia transmitida para un mismo valor de corriente; Aumentar la corriente admisible por el corredor, lo cual se puede lograr mediante el repotenciamiento de la línea, la implementación del cálculo dinámico del límite de transmisión, la construcción de un circuito paralelo, entre otras.

Las líneas de transmisión constituyen el principal medio de transporte de la energía eléctrica, conectando los puntos de generación con las zonas de consumo. En su operación, intervienen limitaciones físicas y térmicas propias del conductor que, de ser ignoradas, resultan en fallas por sobrecarga, las cuales pueden causar dilataciones excesivas, provocando pérdida de aislación dieléctrica. Además, existen otras limitaciones de carácter técnico destinadas a evitar caídas excesivas de tensión o problemas de estabilidad en el sistema eléctrico.

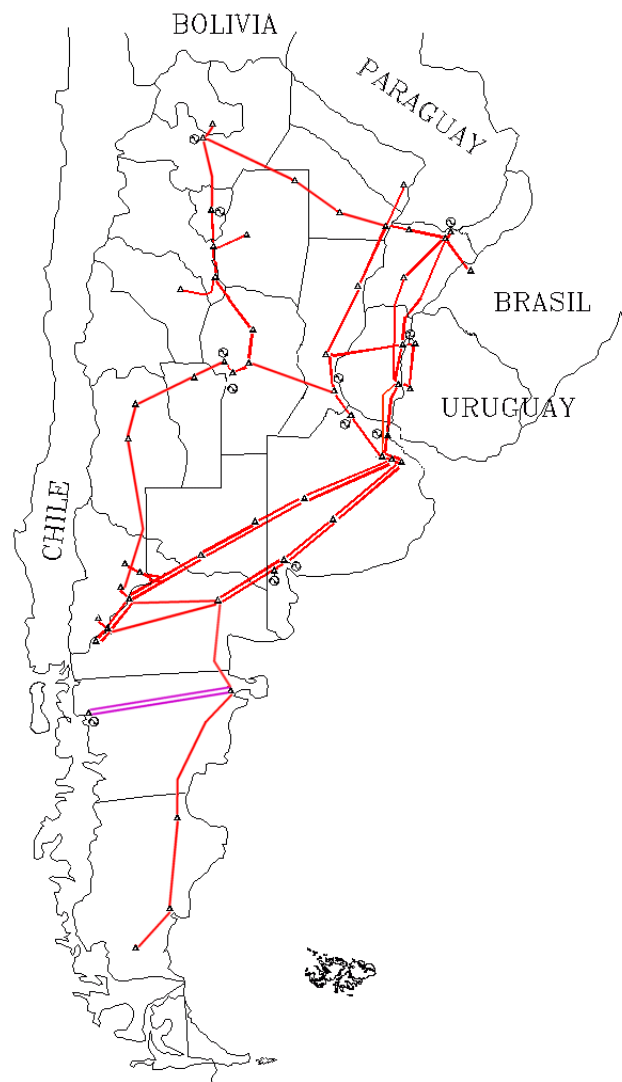


Figura 2-1: Sistema argentino eléctrico de interconexión (SADI)

2.2.Límite térmico sobre una línea aérea de alta tensión

El paso de corriente por los conductores de una línea de transmisión genera calor, lo que puede provocar tres efectos no deseados: pérdida progresiva de resistencia mecánica, aumento de la flecha con disminución de la distancia a tierra y variación de los parámetros eléctricos. Por ello, el límite térmico se define como la corriente máxima admisible sin superar la temperatura crítica del conductor ni comprometer su seguridad o distancia mínima al suelo.

Tradicionalmente, este límite se ha determinado considerando las peores condiciones ambientales, dando lugar a la llamada capacidad estática de corriente, un valor

fijo que garantiza la operación segura del sistema. Sin embargo, el desarrollo de nuevas tecnologías ha permitido estimar la capacidad dinámica de transmisión (DLR), que ajusta en tiempo real la corriente admisible según las condiciones ambientales y las propiedades del conductor.

Los principales factores que influyen en la capacidad térmica se dividen en dos grupos:

- Propiedades del conductor: el material, el diámetro y el estado superficial determinan su resistencia eléctrica, emisividad y absorción solar, factores directamente relacionados con su calentamiento y disipación de calor.
- Condiciones meteorológicas: la temperatura ambiente, la velocidad del viento y la radiación solar influyen significativamente en el equilibrio térmico. En climas fríos o ventosos, la capacidad de corriente aumenta; en cambio, altas temperaturas o radiación intensa reducen la capacidad de transporte.

Cabe destacar que, en algunos casos atípicos, el límite térmico global no está determinado por el conductor, sino por los equipos terminales, como transformadores o equipos de medición, que pueden presentar restricciones térmicas menores. Sin embargo, dado que el conductor de una línea es el elemento más costoso y difícil de reemplazar, en su diseño se busca evitar que los elementos terminales resulten en limitaciones más restrictivas.

2.3.Ecuaciones de límite térmico de una línea

El límite térmico de un conductor se determina mediante la ecuación de equilibrio térmico, que relaciona el calor generado y disipado por la línea en función de la corriente, las propiedades físicas y eléctricas del conductor y las condiciones meteorológicas (viento, temperatura ambiente y radiación solar). En estado estacionario, la temperatura del conductor se mantiene constante cuando el calor producido por el efecto Joule y la radiación solar se iguala con el disipado por convección y radiación, considerando además aportes secundarios como el efecto corona, las pérdidas magnéticas y la evaporación superficial.

$$Q_{GENERADO} = Q_{DISIPADO}$$

$$Q_s + Q_j + Q_m + Q_i = Q_c + Q_r + Q_w$$

Donde,

Q_s es calor generado por la radiación solar,

Q_j es el calor generado por el efecto Joule,

Q_m es el calor generado por el efecto magnético,

Q_i es el calor generado por el efecto corona,

Q_c es el calor disipado por convección,

Q_r es el calor perdido por la radiación emitida por el conductor,

Q_w es el calor perdido por evaporación.

En la práctica, la temperatura del conductor varía continuamente debido a los cambios en la corriente y en las condiciones ambientales, por lo que rara vez se mantiene en estado estacionario. Ante una modificación en alguno de estos factores, la temperatura evoluciona con el tiempo hasta alcanzar un nuevo equilibrio térmico. Para describir este comportamiento en régimen transitorio, se incorpora a la ecuación de equilibrio un término que representa el almacenamiento temporal de calor en el conductor, obteniéndose así la ecuación de balance térmico transitorio.

$$Q_{ALMACENADO} = Q_{GENERADO} - Q_{DISIPADA}$$

$$mC_p \frac{dT_m}{dt} = Q_s + Q_j + Q_m + Q_i - Q_c - Q_r - Q_w$$

En esta ecuación, m representa la masa del conductor por unidad de longitud y C_p su calor específico, cuyo producto define la capacidad térmica del conductor. En conductores formados por diferentes materiales, dicha capacidad se obtiene como la suma de las capacidades térmicas individuales. El calor almacenado provoca variaciones de temperatura

a lo largo del tiempo, determinadas principalmente por las propiedades del material, mientras que los términos de ganancia y disipación de calor se calculan de manera análoga al caso estacionario, considerando su posible dependencia temporal.

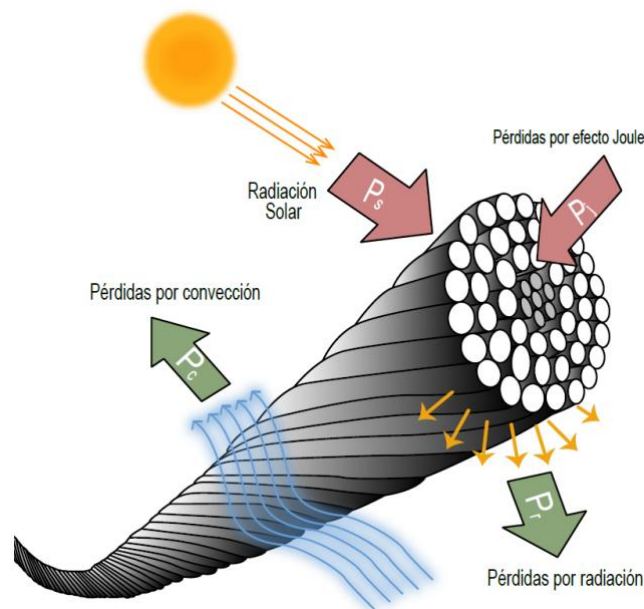


Figura 2-2: Diagrama de intercambio de calor de un conducto

Existen distintos estándares internacionales que establecen metodologías para el cálculo de la capacidad de transmisión en líneas aéreas. Estos modelos suelen simplificar algunos términos de la ecuación general de balance térmico con el fin de obtener resultados conservadores y seguros, permitiendo estimar la relación entre corriente y temperatura del conductor bajo condiciones reales de operación.

En la práctica, los métodos más utilizados son los propuestos por dos organismos de referencia:

- IEEE 738, del Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- CIGRE 601, del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.

Ambos enfoques se basan en el mismo principio: las ecuaciones de equilibrio térmico del conductor, aplicables tanto a situaciones de estado estacionario, donde las variables permanecen constantes, como a condiciones dinámicas, donde los factores eléctricos y ambientales varían con el tiempo.

2.3.1. Generación de calor por efecto Joule y magnético

La resistencia eléctrica de un conductor a una temperatura determinada se obtiene mediante interpolación lineal entre dos valores conocidos a diferentes temperaturas, los cuales suelen estar disponibles en las especificaciones del fabricante.

$$R(T_m) = \left[\frac{R(T_{alta}) - R(T_{baja})}{T_{alta} - T_{baja}} \right] (T_m - T_{baja}) + R(T_{baja})$$

En el caso de los conductores con alma de acero, es habitual que los valores de resistencia publicados ya contemplen tanto el efecto pelicular como las pérdidas magnéticas asociadas al núcleo, reflejando así las pérdidas totales debidas a ambos fenómenos.

Según la norma CIGRE 601, las pérdidas térmicas en un conductor se dividen en dos componentes: las producidas por corriente continua y las debidas a corriente alterna, siendo la pérdida total la suma de ambas. Ambas dependen de la intensidad de corriente que circula por el conductor, permitiendo representar gráficamente la relación entre las pérdidas por efecto Joule y magnéticas con la corriente aplicada.

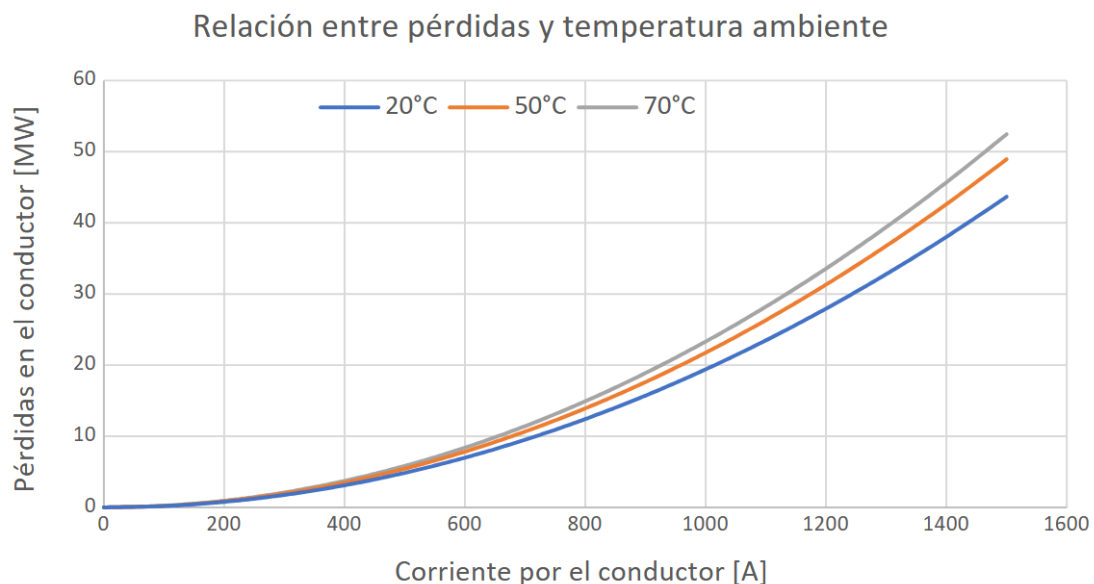


Figura 2-3: Relación de efecto Joule con la temperatura del conductor y la corriente que por él circula

El comportamiento exponencial de esta relación se debe a que, al aumentar la temperatura, también se incrementa la resistencia eléctrica, lo que provoca un aumento adicional de las pérdidas. Este fenómeno constituye una realimentación positiva, ya que más corriente genera más calor y, por tanto, más pérdidas. No obstante, el incremento de temperatura también puede verse influido por otros factores externos, como la radiación solar o el intercambio de calor por convección con el aire ambiente.

2.3.2. Generación de calor por radiación solar

El aumento de calor por unidad de longitud del conductor (Q_s) es directamente proporcional al diámetro exterior del conductor (D), al coeficiente de absorción superficial (α_s) y a la intensidad total de la radiación solar (I_T), tanto la norma IEEE 738 como CIGRE 601 coinciden en la misma fórmula general:

$$Q_s = \alpha_s \cdot D \cdot I_T$$

La intensidad de radiación puede calcularse mediante los métodos establecidos por las normas CIGRE o IEEE. La primera ofrece resultados más conservadores, ya que considera tres componentes de radiación: directa, difusa y reflejada. En cambio, el método IEEE se basa únicamente en el tipo de atmósfera (limpia o industrial) y la altura de la línea. Para aplicaciones a gran escala, como en el caso del territorio argentino, resulta más práctico utilizar el método IEEE, dado que la mayoría de las líneas de alta tensión atraviesan suelos similares, pudiendo tomarse la altura como la principal variable de análisis.

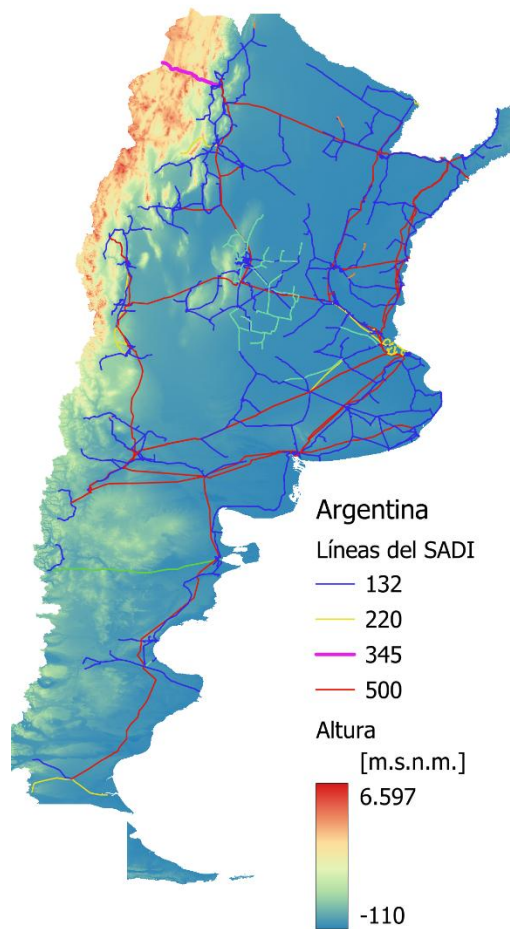


Figura 2-4: Altura al nivel del mar de las líneas del SADI

De esta forma, según la norma IEEE, la intensidad de radiación solar I_T puede calcularse de la siguiente manera:

$$I_T = K_{solar} \cdot I_s \cdot \sin(\eta)$$

Donde K_{solar} es el factor de correlación de altitud solar, I_s es la intensidad de radiación total a nivel del suelo y η es el ángulo del haz solar con respecto al eje de la línea. Estos factores se calculan de la siguiente manera:

Intensidad de radiación total:

$$I_s = A + B \cdot H_s + C \cdot H_s^2 + D \cdot H_s^3 + E \cdot H_s^4 + F \cdot H_s^5 + G \cdot H_s^6$$

Las variables de A-G se determinan según si la atmósfera es limpia (correspondiente a zonas rurales) o industriales (correspondiente a zonas urbanas), cuyos valores se obtienen de la siguiente tabla:

	Atmósfera Limpia	Atmósfera Industrial
A	-42,2391	53,1821
B	63,8044	14,2110
C	-1,9220	$6,6138 \times 10^{-1}$
D	$3,46921 \times 10^{-2}$	$-3,1658 \times 10^{-2}$
E	$-3,61118 \times 10^{-4}$	$5,4654 \times 10^{-4}$
F	$1,94318 \times 10^{-6}$	$-4,3446 \times 10^{-6}$
G	$-4,07608 \times 10^{-9}$	$1,3236 \times 10^{-8}$

Por otro lado, H_s es el factor de altura solar, el cual está determinado por la altura del sol en el cielo. Este valor varía según la posición solar, que cambia a lo largo del día y del año, y puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$H_s = [\cos(\text{Lat}) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\text{Lat}) \cdot \sin(\delta)]$$

Donde Lat es la latitud de donde se encuentra la línea, ω es el ángulo horario del sol y δ es la declinación solar.

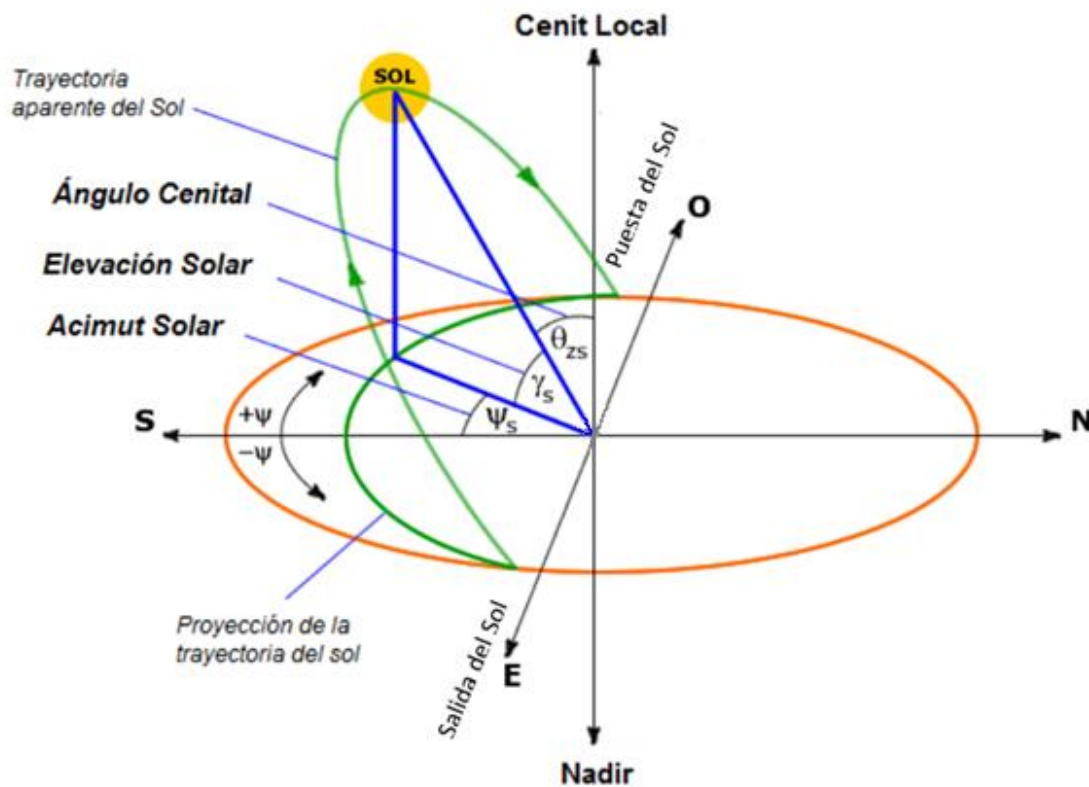


Figura 2-5: Diagrama de altura solar

El factor δ se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,3 \cdot \sin \left\{ \sin \left[\frac{360 \cdot (240 + N)}{365} \right] \right\}$$

Con N correspondiente al día del año.

Factor de corrección de altitud solar:

$$K_{solar} = 1 + 1,148 \times 10^{-4} \cdot H_c - 1,108 \times 10^{-8} \cdot H_c^2$$

Donde H_c corresponde a la altitud de la línea sobre el nivel del mar.

Ángulo del haz solar con respecto al eje:

$$\eta = \cos^{-1} [\cos(H_s) \cdot \cos(Y_s - Y_c)]$$

Donde H_s es la altitud solar (factor utilizado también para calcular la intensidad total), Y_c es el acimut del conductor y Y_s es el acimut del sol. El primero es un dato conocido

del tendido de la línea, mientras que el acimut del sol se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Y_s = C + (\chi)$$

Donde χ es una variable de acimut.

$$\chi = \frac{\sin(\omega)}{\sin(Lat) \cdot \cos(\omega) - \cos(Lat) \cdot \tan(\delta)}$$

Y C es una constante de acimut del sol en grados y se obtiene de la siguiente tabla, que depende de la variable de acimut y del ángulo horario del sol.

	$\chi \geq 0$	$\chi < 0$
$-180 \leq \omega < 0$	0	180
$0 \leq \omega \leq 180$	180	360

El calor absorbido por radiación solar depende directamente de la intensidad de radiación, el diámetro y el coeficiente de absorción del conductor. Mientras que el diámetro es una propiedad fija, el coeficiente de absorción (α_s) varía con el tiempo y el entorno. Por ejemplo, un conductor nuevo tiene $\alpha_s \approx 0,2$, aumentando hasta 0,9 en ambientes industriales tras un año de exposición. Debido a esta variabilidad, se recomienda adoptar un enfoque conservador, estimando la absorción a partir de la emisividad del conductor o utilizando un valor mínimo de 0,8.

Existen instrumentos que permiten medir la radiación incidente (I_T) de forma directa y económica, aunque las mediciones pueden variar a lo largo de la línea por diferencias locales en orientación, relieve o reflectancia del suelo. Por ello, en el diseño y planificación se acostumbra a considerar el “peor caso” de radiación, calculado según la ubicación, orientación y época del año.

Respecto a la orientación de la línea, se observa que el calor absorbido varía a lo largo del día. Durante el mediodía solar (peor caso térmico), la radiación incide casi perpendicularmente, haciendo que la ganancia térmica sea independiente del azimut.

2.3.3. Disipación de calor por convección

La convección constituye el principal mecanismo de enfriamiento en los conductores aéreos, incluso en ausencia de viento. Existen dos tipos: natural, predominante a bajas o nulas velocidades, y forzada, que depende de la velocidad y dirección del viento. A altas velocidades, la convección forzada domina completamente el proceso.

Ambos estándares, IEEE y CIGRE, coinciden en que la pérdida de calor por convección es proporcional al diámetro del conductor, la densidad del aire y la diferencia de temperatura entre el conductor y el ambiente. En la práctica de cálculo, se adopta la condición más favorable de disipación térmica, correspondiente a ventilación forzada con viento perpendicular a la línea. En contraposición, cuando la velocidad del viento es nula, la disipación por convección se considera inexistente.

De esta forma, la ecuación que determina la disipación de calor por medio de convección forzada es la siguiente:

$$Q_c = K_{angulo} \cdot 0,754(N_{Re})^{0,6} \cdot K_f \cdot (T_s - T_a)$$

Esta ecuación utiliza para el cálculo el “Número de Reynolds”, que depende de la velocidad del viento V_w , del diámetro exterior del conductor D , la densidad del aire ρ_f , y la viscosidad dinámica del aire μ_f a la temperatura T_f .

$$N_{Re} = \frac{D\rho_f V_w}{\mu_f}$$

Donde la viscosidad dinámica y densidad del aire se calculan de la siguiente forma:

$$\mu_f = \frac{1,458 \times 10^{-6} (T_f + 273)^{1,5}}{T_f + 383,4}$$

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 \times 10^{-4} \cdot H_c + 6,379 \times 10^{-9} \cdot H_c^2}{1 + 0,00367 \cdot T_f}$$

Con $T_f = \frac{T_s + T_a}{2}$, siendo T_s la temperatura en la superficie del conductor y T_a la temperatura del aire.

El factor K_f representa la conductividad térmica del aire, la cual según la norma IEEE se obtiene de la siguiente ecuación:

$$K_f = 2,424 \times 10^{-2} + 7,477 \times 10^{-5} \cdot T_f - 4,407 \times 10^{-9} \cdot T_f^2$$

Por último, el factor K_{ANGULO} representa la incidencia del ángulo formado entre la línea y la dirección del viento.

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194 \cdot \cos(2\phi) + 0,368 \cdot \sin(2\phi)$$

Que tomando como $\phi = 90^\circ$, el factor toma un valor $K_{ANGULO} = 1$.

2.3.4. Pérdidas de calor por radiación

La pérdida de calor por radiación se produce debido a la emisión de ondas electromagnéticas generadas por el movimiento térmico de las partículas que conforman el conductor. Este fenómeno representa una parte importante del mecanismo de disipación térmica, especialmente cuando las condiciones de viento son bajas o nulas.

Para cuantificar este intercambio de energía, se utiliza la ecuación de Stefan-Boltzmann, la cual, tras ciertas simplificaciones adaptadas al caso de líneas aéreas, se expresa como:

$$Q_r = 17,8D\varepsilon_s \left[\left(\frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Donde D es el diámetro del conductor, T_s la temperatura superficial del conductor, T_a la temperatura ambiente, y ε_s la emisividad del material.

Se observa que la energía radiada aumenta significativamente con la temperatura del conductor y disminuye cuando aumenta la temperatura ambiente. En términos prácticos, se recomienda adoptar un valor de emisividad de 0,9, con el fin de mantener un enfoque conservador en los cálculos térmicos. Además, debe tenerse en cuenta que la emisividad puede variar con el estado superficial del conductor (nuevo, envejecido o contaminado), afectando directamente la eficiencia de la disipación por radiación.

2.3.5. Sensibilidad de las variables

No todas las variables involucradas en el cálculo presentan la misma sensibilidad sobre el resultado final. Algunas influyen de manera mucho más significativa que otras, generando variaciones notables en la disipación térmica del conductor ante pequeños cambios en su valor. En particular, la temperatura ambiente y del conductor, así como la velocidad y dirección del viento, son las variables de mayor sensibilidad. Un leve incremento en la temperatura del conductor puede traducirse en un aumento considerable de la energía radiada, dado que la ecuación de Stefan-Boltzmann depende de la cuarta potencia de la temperatura absoluta, lo que amplifica fuertemente su efecto.

Por otro lado, la velocidad y dirección del viento determinan el nivel de pérdida de calor del conductor por convección, siendo la condición más favorable aquella con altas velocidades y dirección perpendicular al vano de la línea. En cambio, a bajas velocidades o con una dirección paralela a la línea, la pérdida de calor resulta prácticamente nula. De esta manera, la variable viento adquiere gran relevancia, ya que bajo condiciones favorables presenta una elevada capacidad de enfriamiento del conductor. Combinada con bajas temperaturas ambiente, constituye una condición óptima para la evacuación del calor generado en la línea, por ejemplo, ante elevados niveles de carga.

Como contrapartida, el viento presenta una alta variabilidad en acotadas extensiones geográficas, particularmente en el territorio argentino. En cambio, la temperatura ambiente es una variable más estable. Por esta razón, en este desarrollo, se aplica la metodología propuesta sobre la temperatura ambiente. Sin embargo, no existe ningún impedimento para aplicar el mismo enfoque tanto a la velocidad como a la dirección del viento.

3. Tecnología Dynamic Line Rating (DLR)

3.1. Conceptos Generales

La tecnología Dynamic Line Rating (DLR) constituye una estrategia avanzada de operación de líneas de transmisión aéreas, cuyo objetivo es determinar en forma dinámica la capacidad máxima de corriente admisible de un conductor, considerando las condiciones reales de operación y del entorno en cada instante de tiempo.

A diferencia del enfoque tradicional, basado en valores de capacidad estática (Static Line Rating), DLR reconoce que el límite térmico de una línea no es una magnitud fija, sino una variable dependiente de múltiples factores que varían continuamente, tales como la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, la radiación solar incidente y el estado térmico previo del conductor. En consecuencia, la corriente máxima admisible puede ser significativamente mayor que el valor nominal establecido bajo condiciones conservadoras.

Desde el punto de vista físico, DLR se apoya en las ecuaciones de equilibrio térmico del conductor, extensamente documentadas en normas internacionales como IEEE 738 y CIGRE 601. Sin embargo, su principal aporte no radica en el modelo térmico en sí, sino en la forma en que este modelo es utilizado dentro de la operación del sistema eléctrico, permitiendo actualizar los límites de transmisión en función de información meteorológica y térmica real o estimada.

En este sentido, DLR no debe interpretarse únicamente como una metodología de cálculo, sino como una estrategia de control y gestión operativa, orientada a maximizar el aprovechamiento de la infraestructura existente sin comprometer la seguridad ni la confiabilidad del sistema.

La implementación de un sistema DLR implica un cambio conceptual en la forma de operar las líneas de transmisión. Mientras que el enfoque tradicional fija un límite de corriente constante, definido para una condición ambiental subóptima probable, DLR propone un límite variable que se adapta dinámicamente a las condiciones reales del entorno.

Desde el punto de vista del control, DLR introduce una realimentación entre el estado térmico del conductor, las condiciones meteorológicas y las decisiones operativas del sistema eléctrico. La capacidad de transmisión deja de ser un parámetro estático y pasa a convertirse en una variable dependiente del tiempo, que puede ser utilizada activamente en la planificación del despacho, en la gestión de congestiones y en la evaluación de márgenes de seguridad.

Esta estrategia resulta especialmente relevante en sistemas eléctricos modernos, caracterizados por una alta penetración de generación renovable variable. En estos escenarios, la posibilidad de aumentar temporalmente la capacidad de las líneas permite reducir vertimientos de energía, disminuir la necesidad de despacho forzado de centrales térmicas y postergar inversiones en nueva infraestructura de transmisión.

Cabe destacar que el control DLR no elimina los límites térmicos, sino que los redefine en función de información más precisa y representativa del estado real del sistema. De este modo, se preservan los criterios de seguridad mecánica, térmica y eléctrica del conductor, al tiempo que se mejora la eficiencia global de la red.

3.2. Tecnologías y métodos para DLR

La estrategia de control asociada a la tecnología DLR puede implementarse mediante distintos enfoques, los cuales se diferencian principalmente por la forma en que se obtiene la información térmica del conductor. En términos generales, los métodos DLR pueden clasificarse en tres grandes grupos: censado directo del estado del conductor, modelos indirectos basados en variables meteorológicas y enfoques híbridos que combinan ambas aproximaciones.

Cada uno de estos métodos presenta ventajas y limitaciones particulares en cuanto a precisión, complejidad de implementación, costos de inversión y grado de cobertura espacial, por lo que su selección depende de las características del sistema eléctrico, del entorno geográfico y de los objetivos operativos perseguidos.

3.2.1. Censado directo sobre el conductor

Los sistemas de censado directo se basan en la medición en tiempo real de variables físicas directamente asociadas al estado térmico y mecánico del conductor. Entre las magnitudes más utilizadas se encuentran la temperatura superficial del conductor, la flecha y la tensión mecánica del vano.

La medición directa de la temperatura permite estimar de manera inmediata el margen térmico disponible y, por ende, la corriente máxima admisible sin superar el límite térmico del conductor. Estos sensores suelen instalarse sobre uno o varios tramos representativos de la línea y transmiten la información al centro de control mediante sistemas de comunicación dedicados.

Por otro lado, la medición de la flecha constituye un método indirecto de estimación térmica, dado que el aumento de temperatura provoca la dilatación del conductor y, como consecuencia, un incremento de la flecha. A partir de modelos mecánicos previamente calibrados, es posible inferir la temperatura del conductor a partir de la flecha medida. De manera similar, la medición de la tensión mecánica en el conductor permite deducir su estado térmico, ya que la fuerza de tracción disminuye a medida que la temperatura aumenta.

Estos sistemas presentan la ventaja de reflejar fielmente el comportamiento real del conductor, incluyendo efectos locales como envejecimiento, condiciones de montaje y particularidades del entorno inmediato. Sin embargo, su principal desventaja radica en el elevado costo de instalación y mantenimiento, así como en la limitada representatividad espacial, ya que las mediciones se realizan únicamente en puntos específicos de la línea, los cuales deben ser cuidadosamente seleccionados para garantizar condiciones conservadoras.



Figura 3-1: Métodos de medición directos (Medición de flecha y de temperatura superficial del conductor)

3.2.2. Modelos indirectos basados en datos meteorológicos

Los modelos indirectos constituyen una alternativa ampliamente utilizada para la implementación de sistemas DLR, especialmente en aplicaciones a gran escala. Este enfoque se basa en el cálculo de la capacidad térmica del conductor a partir de la ecuación de equilibrio térmico, utilizando como entradas variables meteorológicas tales como la velocidad y dirección del viento, la temperatura ambiente y la radiación solar.

En este caso, el estado térmico del conductor no se mide directamente, sino que se estima mediante modelos físicos normalizados, como los propuestos por la norma IEEE 738 o por CIGRE 601. La corriente máxima admisible se obtiene resolviendo dichas ecuaciones para cada instante de tiempo, considerando las condiciones ambientales medidas.

Las variables meteorológicas pueden obtenerse a partir de estaciones meteorológicas locales, modelos numéricos de predicción del tiempo o sistemas de información satelital. La precisión del método depende fuertemente de la calidad, resolución temporal y representatividad espacial de los datos utilizados, así como de la correcta caracterización de las propiedades del conductor.

Entre las principales ventajas de este enfoque se destacan su menor costo de implementación y la posibilidad de cubrir extensas regiones con un número reducido de puntos de medición. No obstante, al no medir directamente el estado del conductor, se introducen incertidumbres asociadas a la variabilidad espacial de las condiciones meteorológicas y a la hipótesis de homogeneidad dentro de cada región analizada.



Figura 3-2: Estación meteorológica

3.2.3. Enfoques híbridos

Los enfoques híbridos combinan mediciones directas del conductor con modelos térmicos basados en datos meteorológicos, con el objetivo de aprovechar las ventajas de ambos métodos y mitigar sus respectivas limitaciones. En este esquema, las mediciones directas se utilizan para calibrar, validar o corregir los modelos indirectos, mejorando así la confiabilidad de la estimación de la capacidad dinámica.

Por ejemplo, sensores de temperatura o flecha instalados en puntos estratégicos de la red pueden emplearse para ajustar parámetros del modelo térmico, como coeficientes de convección, emisividad o absorción solar. A partir de esta calibración, el modelo puede extenderse a tramos de línea más amplios utilizando información meteorológica regional.

Este tipo de enfoque resulta particularmente atractivo en sistemas de transmisión extensos, donde la instalación de sensores en todas las líneas no resulta económicamente viable. Al mismo tiempo, permite incrementar el nivel de seguridad operativa, ya que las mediciones directas actúan como referencia frente a posibles errores en la estimación meteorológica.

Dada la versatilidad y facilidad de implementación de esta metodología, el presente proyecto se centra en la implementación de este tipo de enfoque.

3.3.Arquitectura de un sistema DLR.

La implementación de un sistema Dynamic Line Rating (DLR) no se limita únicamente al cálculo térmico del conductor, sino que requiere una arquitectura tecnológica integrada que permita adquirir información del estado real de la línea, procesarla de manera confiable, comunicarla al centro de control y utilizarla en la operación del sistema eléctrico. En términos generales, un sistema DLR se compone de cuatro bloques funcionales principales: el sistema de censado, el sistema de adquisición y comunicación de datos, el módulo de procesamiento y cálculo, y la integración con los sistemas de supervisión y control de la red.

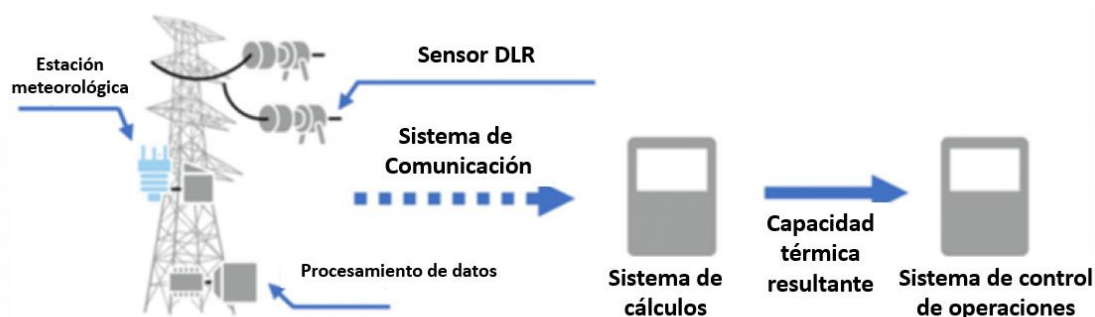


Figura 3-3: Arquitectura típica de un sistema DLR

El sistema de censado constituye el primer nivel de la arquitectura y tiene como objetivo relevar información representativa de las condiciones térmicas y mecánicas de la línea de transmisión. Estas mediciones pueden estar asociadas directamente al conductor (como temperatura superficial, flecha o tensión mecánica), o bien a variables del entorno que influyen en su comportamiento térmico. La correcta selección de los puntos de medición es un aspecto crítico, dado que la capacidad dinámica de la línea suele estar determinada por los tramos más desfavorables desde el punto de vista térmico.

La información relevada por los sensores es enviada al sistema de adquisición y comunicación, encargado de recolectar, validar y transmitir los datos hacia los centros de procesamiento. Este subsistema suele apoyarse en tecnologías de comunicación inalámbrica, fibra óptica o redes celulares, dependiendo de la ubicación geográfica de la línea y de la infraestructura disponible. La confiabilidad y disponibilidad del enlace de

comunicación resultan fundamentales, ya que el DLR está destinado a operar en tiempo casi real y a interactuar con la operación del sistema eléctrico.

Una vez recibidos los datos, el módulo de procesamiento y cálculo se encarga de transformar las mediciones en información operativa útil. En esta etapa, se aplican las ecuaciones térmicas en función de parámetros específicos del conductor en cuestión y de las condiciones geográficas que lo rodean (por ejemplo, latitud y altitud sobre el nivel del mar), generalmente basadas en normas internacionales como IEEE 738 o CIGRE 601, para determinar la corriente máxima admisible bajo las condiciones observadas. Este módulo puede operar de forma centralizada o distribuida, y suele incorporar funciones adicionales como el filtrado de datos, validación de consistencia, estimación de incertidumbre y generación de alarmas ante condiciones anómalas.

Finalmente, los resultados obtenidos se integran en los sistemas de supervisión, control y planificación de la red, tales como SCADA, EMS o herramientas de despacho. En este nivel, el valor del DLR se materializa en forma de nuevos límites dinámicos de corriente o potencia, que pueden ser utilizados por los operadores para optimizar el despacho, evitar vertimientos y despachos forzados, o mejorar la confiabilidad del sistema. Dependiendo del grado de automatización adoptado, estos límites pueden emplearse como información de apoyo a la toma de decisiones o bien incorporarse directamente en esquemas de control en tiempo real.

En conjunto, esta arquitectura permite pasar de un enfoque estático y conservador a una operación basada en el estado real de la línea, aprovechando de manera segura las variaciones ambientales y la inercia térmica del conductor. La correcta integración de cada uno de estos bloques es un requisito indispensable para garantizar que la aplicación del DLR aporte beneficios operativos de forma confiable, sin comprometer la seguridad ni la estabilidad del sistema eléctrico.

4. Índice estadístico de autocorrelación LISA

La Estadística Espacial hace referencia a un conjunto de técnicas apropiadas para el análisis de datos que corresponden a la medición de variables aleatorias en diversos sitios de una región. Tiene por objeto la exploración, descripción, visualización y análisis de datos considerando sus características de distribución en el espacio.

En este apartado, se describen los conceptos teóricos más relevantes de la estadística espacial de manera general, con el objetivo de luego explicar el cálculo y la implementación del índice LISA (Local Indicators of Spatial Association), el cual hace de base para la metodología propuesta en este desarrollo.

4.1. Clasificación de observaciones

Un grupo de observaciones tomadas en puntos, cuya posición se especifica en el espacio, constituyen un conjunto de datos espaciales. Para la descripción y el análisis, es relevante conocer la posición o referencia geográfica asociada a cada unidad. En general, los datos espaciales pueden ser representados en un mapa mediante puntos, líneas o polígonos. Los puntos están definidos por sus coordenadas de latitud y longitud, pudiendo estar asociados, por ejemplo, a individuos, establecimientos, delitos cometidos, accidentes, u otra clase de eventos que pueden ser georreferenciados. En particular, una línea es un objeto que cubre una distancia dada y unen varios puntos, por ejemplo, el caso de las telefónicas, calles de una ciudad, ríos, etc. Los polígonos son áreas delimitadas por líneas, como pueden ser los países, departamentos, áreas municipales, radios censales, etc.

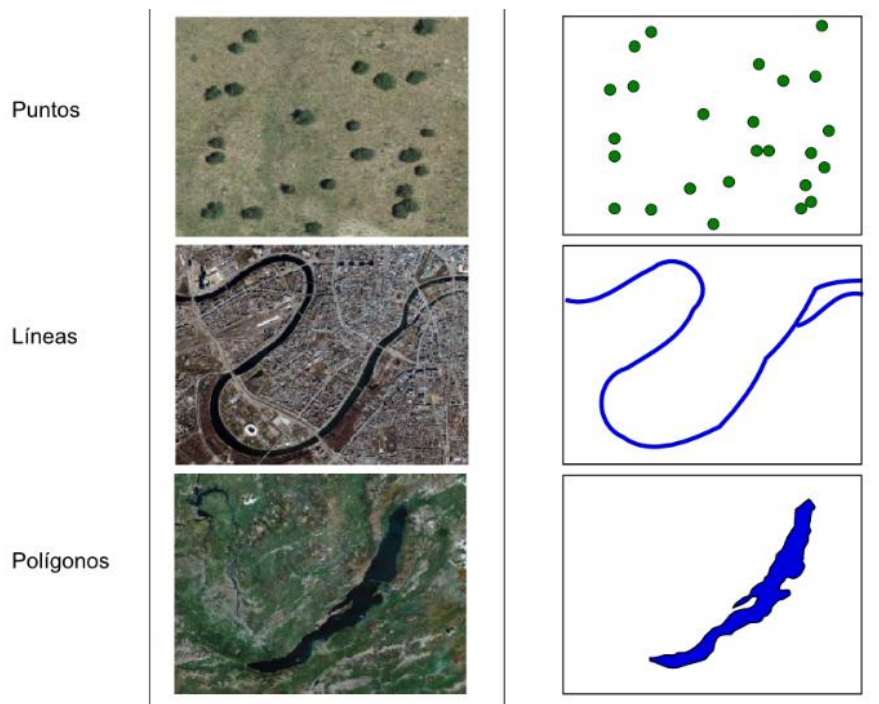


Figura 4-1: Diferentes tipos de datos espaciales

El problema que se plantea en el análisis de estos datos es que las unidades tomadas en una región específica no son independientes. Así, se supone que si se encuentra una determinada unidad en un punto de esta área, es más fácil (o inversamente más difícil) encontrar unidades semejantes en puntos próximos a este que en puntos alejados. Es decir, la variable en estudio presenta mayor correlación cuanto más cercanía hay entre las unidades.

De manera formal, sea "Y" la variable aleatoria de interés, y_i el valor observado en la unidad i ubicada en el punto de coordenadas geográficas de la región S y sea Y_i una realización espacial de la variable aleatoria. El comportamiento de la variable en el espacio se puede expresar de la siguiente forma:

$$\{Y_i; s_i \in S \subset R^2\}$$

Desde este punto de vista, el valor de la variable en las unidades espaciales que componen un mapa dado, constituye sólo una de las infinitas realizaciones posibles de un proceso general.

El conjunto no vacío S , denominado dominio, puede ser clasificado de dos maneras:

- Teniendo en cuenta las posibles localizaciones de los elementos que lo forman, S puede ser continuo o discreto. S es un conjunto continuo cuando la variable puede ser observada en cualquier sitio definido sobre la superficie en estudio (conjunto infinito no numerable) y es discreto cuando la variable corresponde a áreas definidas sobre la superficie estudiada (conjunto infinito numerable).
- Teniendo en cuenta la naturaleza de los sitios donde se observa la variable, S puede ser fijo o aleatorio. S es fijo cuando los sitios son determinados por el investigador a priori y es aleatorio si la ubicación del evento no está definida e interesa estudiarla.

Dependiendo de estas características, se pueden diferenciar tres tipos de datos:

- Procesos puntuales (o mapas de puntos): Consisten en un número finito de localizaciones observadas en una región determinada, donde su selección no depende del investigador. Por lo cual el dominio S es discreto y aleatorio. En este caso, las localizaciones (y no las mediciones) son las variables de interés y por lo tanto solo interesa la ubicación de ocurrencia del evento. En este tipo de datos se trata de valorar si los eventos tienden a exhibir algún patrón sistemático.
- Datos en lattices: Se trata de observaciones de un proceso aleatorio sobre un conjunto numerable de regiones espaciales, regulares o irregulares. La selección de los sitios de medición depende del investigador, por lo que S es discreto y fijo. Las ubicaciones concretas suelen referirse al centroide de la región representado por sus coordenadas cartográficas. El objetivo del análisis en estos casos es descubrir y modelar el patrón espacial existente.
- Datos geoestadísticos (o datos espacialmente continuos): Los datos espacialmente continuos son mediciones tomadas en puntos fijos seleccionados por el investigador, pero definidos en cualquier lugar del espacio, por lo que sus localizaciones definen una superficie espacialmente continua, siendo S continuo y fijo. La variable medida puede ser continua o discreta. El análisis de datos geoestadísticos contempla la

modelización del patrón de variabilidad y la predicción en puntos donde no se ha muestreado.

4.2. Clasificación de contigüidades

Independientemente del tipo de datos, las unidades distribuidas en el espacio tienen características muy importantes. Una de ellas es la georreferenciación, en donde el espacio geográfico tiene una naturaleza georreferenciada que exige conocer la posición absoluta o relativa donde se producen los fenómenos analizados. La otra característica del espacio geográfico es la multidireccionalidad de las relaciones que sobre él se establecen, entendiendo que una región puede no solo estar afectada por otra región contigua a ella, sino por otras muchas que la rodean.

Estas características producen los llamados efectos espaciales: dependencia o autocorrelación espacial y heterogeneidad espacial. Estos efectos son los que impiden que los métodos usuales de la estadística sean una buena herramienta para su modelización.

El efecto de dependencia espacial se define como la relación funcional existente entre los valores que adopta una variable en una unidad del espacio y en unidades vecinas. Es decir, el valor que toma una variable en una unidad, no sólo está explicado por condiciones internas, sino también por los valores que toma esa misma variable en otra unidad del espacio. Esta dependencia puede ser expresada según la primera ley de la geografía, en la cual todo está relacionado con todo lo demás, pero las cosas cercanas están más relacionadas que las distantes.

Si existe dependencia espacial, entonces la variable se encuentra espacialmente autocorrelacionada cuando los valores observados en una unidad determinada dependen tanto de factores externos, como de los valores de la misma variable en diferentes unidades. Este efecto de autocorrelación espacial puede ser de signo positivo o negativo, así como nulo. Se entiende por autocorrelación espacial positiva al fenómeno de asociación entre valores similares de una variable en localizaciones cercanas. Es decir, cuando la presencia de un fenómeno en una unidad hace que ese fenómeno se extienda hacia las

unidades que lo rodean favoreciendo la concentración del mismo. Este es el caso del llamado efecto contagio o desbordamiento. Por el contrario, existe autocorrelación espacial negativa en un espacio cuando las unidades con los valores altos de una variable se encuentran rodeadas por unidades con valores bajos de la misma, y viceversa. Por último, se produce ausencia de autocorrelación espacial en una variable geográfica cuando esta se distribuye de forma aleatoria sobre el espacio, de manera que no se localizan valores de la variable parecidos (o disímiles) en un entorno geográfico próximo.

Para cuantificar la estructura de dependencia espacial en un conjunto de datos, es necesario definir la relación espacial existente entre ellos, es decir, se debe definir quienes se consideran vecinos de una determinada unidad. Existen diferentes criterios basados en contigüidad y en distancia para definir esta vecindad:

- Distancia: Las áreas de un mapa pueden transformarse en puntos y viceversa, y como punto representativo de la misma se suele usar el punto central o centroide. En este caso, se utiliza un criterio de distancia para definir a los vecinos de la unidad i , tal que cada centroide que se encuentre dentro de una distancia máxima $h_{máx}$ al centroide de i se considera vecino. Teniendo en cuenta la distancia euclídea entre los centroides, las unidades i y i' son vecinos si $0 < h < h_{máx}$, siendo $h_{máx}$ un valor prefijado de distancia máxima y h la distancia euclídea entre i e i' . Un problema con la elección de vecinos por medio de la distancia es la existencia de unidades aisladas que pueden no presentar algún vecino para un radio determinado. Para salvar este problema se suele determinar un radio $h_{máx}$ de amplitud tal que asegure que cada unidad tenga al menos un vecino.
- Contigüidad: Refleja la posición relativa de una unidad espacial hacia otras unidades del espacio. Las vecindades suelen establecerse a partir de un mapa; dos unidades se consideran vecinas si tienen una frontera en común. De aquí se desprenden varios tipos de contigüidad dependiendo de la frontera que comparten: contigüidad torre (aristas en común), alfil (vértices en común) o reina (vértices y aristas en común).

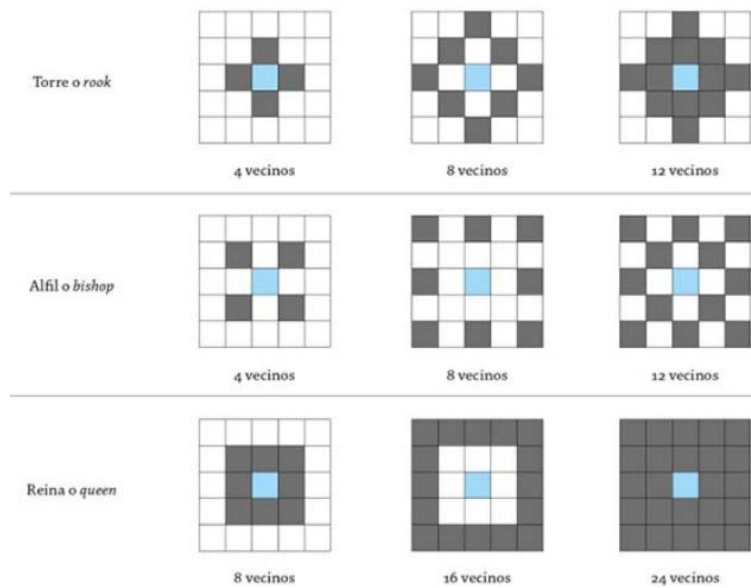


Figura 4-2: Diferentes tipos de Contigüidad

- D vecinos más cercanos: En este caso, considerando la distancia entre las unidades, se selecciona a los D vecinos más cercanos de cada punto. La ventaja de este criterio es que todas las unidades poseen la misma cantidad de vecinos evitando el problema de unidades aisladas

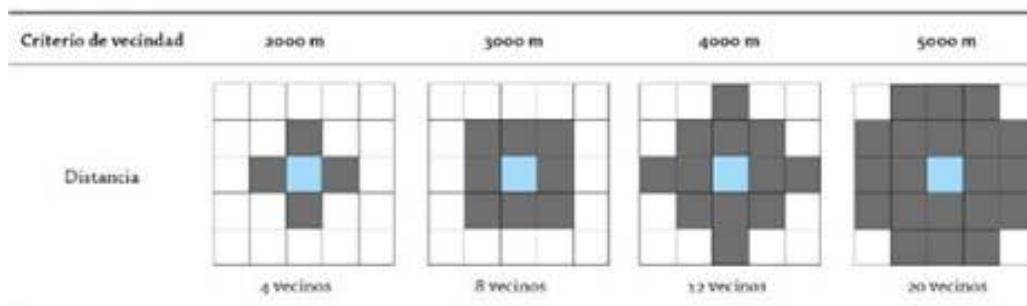


Figura 4-3: Criterios de vecindad

Los tipos de vecindad presentados reflejan vecindad de primer orden, pero es posible considerar contigüidad de segundo orden (cuando se tiene en cuenta la influencia de vecinos de vecinos), de tercer orden, etc.

4.3. Matriz peso espacial

Una vez definidos los criterios de vecindad, se crea la matriz de pesos espaciales W , también llamada matriz de conectividad. Esta es una matriz cuadrada no estocástica de

orden $n \times n$, siendo n el total de observaciones en estudio, que recoge el efecto de la unidad i sobre la unidad i' a través de un peso o una ponderación $w_{ii'}$. Los pesos $w_{ii'}$ de la matriz deben ser positivos y finitos, pero no hay una definición única para ellos.

La formulación más simple es una matriz de contigüidad binaria, es decir:

$$w_{ii'} = \begin{cases} 1, & \text{si } i \text{ y } i' \text{ son vecinos} \\ 0, & \text{en otros casos} \end{cases}$$

Otra forma de definir las ponderaciones puede ser representando la cercanía entre las unidades espaciales: $w_{ii'} = h^{-2}$ o $w_{ii'} = \frac{1}{1+h}$; donde h es la distancia euclídea entre las unidades i e i' o bien, teniendo en cuenta algún dato referente a la naturaleza del problema que se pretende estudiar.

Una vez elegidos los pesos, se suele trabajar con alguna transformación de la matriz. La transformación más utilizada es la normalización por fila, donde los nuevos pesos obtenidos resultan:

$$w_{ii'}^* = \frac{w_{ii'}}{\sum_{i'=1}^n w_{ii'}}$$

Y verifican que la suma de los elementos de cada fila es igual a 1.

Esta matriz W pondera por igual la influencia total que recibe cada unidad de sus vecinos, con independencia del número total de vecinos de cada una de ellas. Al multiplicar esta nueva matriz por el vector de observaciones de una variable "Y" en las distintas unidades, la matriz producto " $Y^* = W \cdot Y$ " representa una nueva variable igual a la media de las observaciones en las unidades vecinas.

La matriz de conectividad hace posible la conexión entre el valor de una variable en un punto del espacio geográfico y las observaciones de dicha variable en los puntos vecinos a través del llamado retardo espacial, que actúa como el retardo temporal en series de tiempo. En el contexto temporal, el operador de retardo B^j provoca un desplazamiento en el eje del tiempo tantos períodos como indique la potencia j . En el espacio no se puede considerar solo una dirección de desplazamiento, es decir, se debe tener en cuenta las

diferentes vecindades de una unidad, según el criterio de contigüidad utilizado. Generalmente se puede encontrar una gran cantidad de direcciones posibles. Este problema se soluciona si se considera la suma de los pesos de todos los valores pertenecientes a una clase de contigüidad dada, en vez de tomar cada una de ellas individualmente.

Por lo tanto, el retardo espacial, consiste en un promedio ponderado de los valores que toma una variable en el subconjunto de observaciones vecinas a una dada. Los términos de esta suma se obtienen multiplicando las observaciones en cuestión y_i , por sus correspondientes pesos de la matriz de conectividad W del modo siguiente:

$$B^c(y_i) = \sum_{i'=1}^{\#S_i} w_{ii'} \cdot y_{i'}$$

Donde,

B^c es el operador retardo asociado con el criterio de contigüidad c ,

S_i es el conjunto de unidades vecinas a i según el criterio de contigüidad c ,

$w_{ii'}$ es el elemento de la matriz de conectividad que recoge la relación espacial entre las unidades i e i' .

En el caso de que la matriz W fuera normalizada por filas, el retardo espacial representa un suavizado de los valores vecinos, ya que la suma de todos los pesos de una determinada fila debe ser igual a la unidad. De esta forma, cada elemento del retardo espacial es igual a un promedio ponderado de los valores de la variable “ Y ” en el subgrupo de observaciones vecinas a ella, S_i , dado que $w_{ii'} = 0, \forall i' \notin S_i$.

4.4. Métodos gráficos de análisis exploratorio de datos espaciales

El Análisis Exploratorio de Datos Espaciales (AEDE) se define como el conjunto de técnicas que describen y visualizan las distribuciones espaciales, identifican ubicaciones atípicas ("outliers" espaciales), descubren formas de asociación espacial (autocorrelación espacial) de carácter global o local, y sugieren estructuras espaciales u otras formas de heterogeneidad espacial.

El AEDE se puede interpretar desde dos perspectivas diferentes, ya sea desde un análisis geoestadístico o bien por la econometría espacial. El análisis geoestadístico se utiliza generalmente en las ciencias medioambientales como la hidrología, la física, la teledetección o la geología, y se enfoca en una muestra de datos puntuales procedentes de distribuciones geográficas continuas (por ejemplo, humedad de la tierra, precipitaciones, procesamiento de imágenes satelitales, altura del mar, etc.). Por otra parte, la econometría espacial analiza localizaciones geográficas discretas de puntos o polígonos (provincias, municipios, radios censales, etc.), denominada perspectiva reticular. La misma se utiliza con mayor frecuencia en los estudios socioeconómicos (cantidad de lactantes con muerte súbita, votantes, etc.).

El AEDE emplea los métodos más sencillos de estadística descriptiva (mapas de cuartiles, percentiles, etc.) en combinación con herramientas más complejas para el estudio de los efectos espaciales de asociación y heterogeneidad. Estos análisis se utilizan para identificar relaciones entre variables que se distribuyen geográficamente cuando no se conoce la naturaleza de las mismas, considerando las características propias de estos datos: georreferenciación y multidireccionalidad.

A continuación, se presentan los métodos gráficos más usuales del AEDE agrupados según si el objetivo es la representación de distribución espacial, dependencia espacial o heterogeneidad espacial, para una perspectiva de lattices.

Distribución espacial	Mapa percentiles	
	"Box plot"	
	"Box map"	
Dependencia espacial	Global	Índice de asociación espacial global de Moran
		Diagrama de Dispersión de Moran
		Gráfico del retardo espacial
	Local	Índice de asociación espacial local de Moran
		Mapas LISA
		Diagrama de caja LISA
	Bivariante o multivariante	Índice de asociación espacial global y diagrama de dispersión de Moran
		Índices locales de Moran y gráficos LISA
Heterogeneidad espacial	Histograma de frecuencias	
	Diagrama de dispersión	

4.5.Representación de distribución espacial

La distribución espacial de un fenómeno permite encontrar las condiciones y características de la ubicación de dicho fenómeno. En el AEDE, la visualización de la distribución espacial se realiza a través de métodos gráficos de la estadística clásica, destacándose el mapa de percentiles, el diagrama de caja ("box plot") y el correspondiente "box map". Estas herramientas proporcionan una idea preliminar de la distribución espacial de los datos y pueden ser la primera aproximación a la detección de cierto grado de asociación espacial entre los valores de la variable.

El mapa de percentiles permite la identificación de los valores extremos de una distribución espacial, para lo cual se agrupan los valores de la variable de forma tal que estos valores atípicos queden destacados. Una vez ordenados los valores de la variable de menor a mayor, usualmente se crean seis grupos correspondientes a los percentiles [0,1), [1,10), [10,50), [50,90), [90,99) y [99,100). Estos percentiles se trasladan a un mapa, en el cual se diferencian los intervalos con colores en tonalidad "ascendente" de acuerdo a los valores de los intervalos definidos; así los colores más claros muestran los valores más bajos de la variable estudiada y los colores más oscuros representan los valores más altos.

El “box map” es la versión cartográfica del “box plot” y muestra la ubicación de los cuartiles representados en el diagrama de caja, sobre el mapa. Como criterio general agrupa bajo el mismo color aquellas áreas que se encuentran dentro del mismo intervalo intercuartílico y, por lo tanto, hay seis categorías: cuatro correspondientes a cada cuartil y dos correspondientes a los valores extremos de las cotas inferior y superior. Este método permite identificar los valores atípicos en el mapa y sugiere criterios de agrupación en el espacio, características que en el “box plot” no se pueden detectar ya que solo se descubren medidas de dispersión y simetría de la distribución de los datos y se individualizan valores atípicos.

Específicamente para el presente desarrollo, nos enfocamos en utilizar el “box map”. Esto se debe a que, en la búsqueda de regiones con comportamientos similares, el análisis siempre se enfoca dentro de un mapa y el “box map” facilita su visualización y análisis.

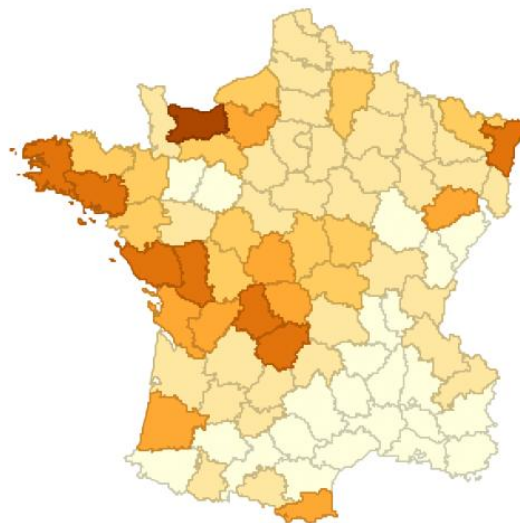


Figura 4-4: Ejemplo de “Box map”

4.6. Representación de la dependencia espacial

La dependencia o asociación espacial se define como la relación existente entre los valores que adopta una variable en una unidad o región del espacio y en unidades vecinas. Es decir, cuando los valores observados de una variable en una unidad dependen de los observados en unidades vecinas, existe dependencia espacial.

Las técnicas para la caracterización de la asociación espacial están basadas en indicadores globales, locales y multivariantes. Los primeros analizan las unidades de forma conjunta y son incapaces de detectar aquellas regiones donde se concentran valores aislados, pero permiten visualizar una superficie de tendencia o realizar un suavizado. Las técnicas del AEDE que analizan esta cualidad son herramientas de representación cartográfica para las cuales no es fundamental el mapa, sino las técnicas básicas de representación gráfica. Entre los procedimientos más utilizados se mencionan, el índice de asociación global de Moran junto con su diagrama de dispersión y la comparación de los retardos espaciales. Estas medidas permiten una descripción general de la dependencia a través de toda el área de estudio.

Los indicadores locales se utilizan para identificar patrones espaciales en áreas de menor tamaño: unidades muy distintas a sus vecinos en el mapa ("outliers" espaciales) o unidades agrupadas con valores altos o bajos de una variable (conglomerados). Estos métodos exploratorios analizan la existencia de concentraciones de observaciones cuyo valor se encuentra alejado de la tendencia general. Las técnicas de asociación espacial local son: los índices de asociación espacial local de Moran, los mapas LISA ("Local Indicator of Spatial Association") y el diagrama de caja LISA.

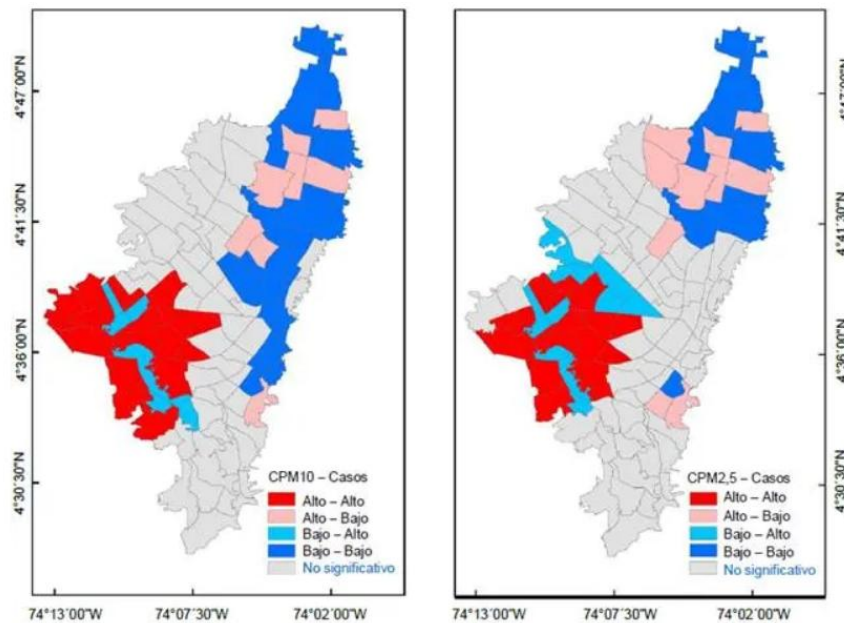


Figura 4-5: Ejemplo de mapa LISA

4.6.1. Dependencia espacial global

Los índices globales de autocorrelación espacial permiten verificar si se cumple la hipótesis de que una variable se encuentra distribuida en forma aleatoria en el espacio, o si por el contrario, existe asociación significativa entre unidades vecinas. Es decir, permiten probar la hipótesis nula de aleatoriedad espacial.

El índice de asociación global de Moran se utiliza para verificar si las unidades se distribuyen aleatoriamente en el espacio teniendo en cuenta la variable bajo estudio y proporciona una medida resumen de la intensidad de la autocorrelación de las unidades. Este índice se define como:

$$I = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \sum_{i'=1}^n w_{ii'}} \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{i'=1}^n w_{ii'} (y_i - \bar{y})(y_{i'} - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad \forall i \neq i'$$

Donde,

- n es el numero de unidades espaciales en la región S ,
- y_i es el valor de la variable "Y" en la unidad i ubicada en el punto de coordenadas s_i ,
- $\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}$ es la media de la variable.

- $w_{ii'}$ es el elemento de la matriz conectividad que recoge la relación de vecindad entre las unidades i e i' ($i = 1, 2, \dots, n$ y $i' = 1, 2, \dots, n$).

El índice de asociación global de Moran resume la intensidad y dirección de la dependencia entre los valores de una variable observados en distintas unidades o regiones del espacio, calculando los productos cruzados entre los valores de pares de unidades y ponderando por una medida de la relación de vecindad entre las unidades de cada par. Por lo tanto, I puede considerarse como una medida de correlación de cada y_i con el resto de las regiones con las que se encuentra vinculada. Al igual que el índice de correlación de Pearson varía entre -1 y 1 y $E[I] = -\frac{1}{n-1}$ bajo la hipótesis nula de la aleatoriedad espacial.

Un coeficiente I mayor que su valor esperado indica autocorrelación espacial positiva, mientras que un valor inferior a la media pone de manifiesto la existencia de autocorrelación espacial negativa. Un valor cercano a $E[I]$ (la cual tiende a 0 cuando n crece) indica ausencia de autocorrelación.

Para probar el significado del índice I y así comprobar la hipótesis de no autocorrelación espacial se puede utilizar un test de hipótesis basado en supuestos de normalidad o en distribuciones experimentales.

Bajo la hipótesis nula de que no existe autocorrelación espacial y si $y_i \sim N(\mu, \sigma^2)$ o si n es suficientemente grande, la estadística $Z = \frac{I - E[I]}{\sqrt{Var[I]}}$ sigue una distribución normal estándar donde:

$$E[I] = -\frac{1}{n-1}$$

$$Var[I] = \frac{n^2 \sum_{i=1}^n \sum_{i'=1 \neq i}^n (w_{ii'} - w_{i'i})^2 - n \sum_{i=1}^n (\sum_{i'=1}^n w_{ii'} + \sum_{i'=1}^n w_{i'i})^2 + 3 [\sum_{i=1}^n \sum_{i'=1 \neq i}^n w_{ii'}]^2}{(n^2 - 1) [\sum_{i=1}^n \sum_{i'=1 \neq i}^n w_{ii'}]^2} - \frac{1}{(n-1)^2}$$

Cuando no se cumple el supuesto de normalidad de la variable en estudio se recurre a los test de permutaciones en los que se encuentran las $n!$ posibles configuraciones de las

unidades asumiendo que sus valores son aleatorios y sobre cada una de ellas se calcula el valor de I , para luego calcular la probabilidad asociada a la hipótesis de aleatoriedad.

Comúnmente se puede utilizar un test basado en el Método de Montecarlo, que consiste en la realización de un test de permutaciones pero solo considerando un subconjunto de configuraciones, y por lo tanto es útil cuando n es muy grande. Este tipo de técnicas obliga la utilización de métodos computacionales ya que para su aplicación intervienen gran cantidad de cálculos. Los software estándares suelen utilizar 999 permutaciones.

Un instrumento gráfico habitual en el análisis de autocorrelación espacial es el diagrama de dispersión de Moran. Se trata de un diagrama de dispersión que representa en la abscisa la variable previamente estandarizada ($y_i^* = \frac{y_i - \bar{y}}{s}$ con $s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{(n-1)}$) y en la ordenada los retardos espaciales de dicha variable estandarizada ($B^c(y_i^*) = \sum_{i'=1}^{S_i} w_{ii'} y_{i'}^*$).

Este diagrama permite identificar los diferentes tipos de asociación: positiva, negativa o nula. Las categorías de asociación espacial positiva se corresponden a los cuadrantes I y III, mientras que la negativa se encuentra en los cuadrantes II y IV. Si la nube de puntos está dispersa en los cuatro cuadrantes, es indicio de ausencia de autocorrelación espacial.

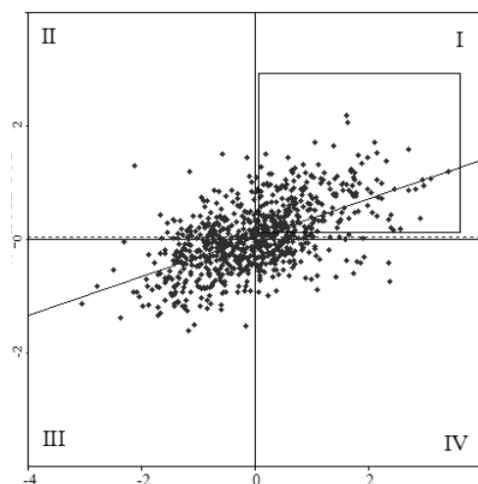


Figura 4-6: Ejemplo de diagrama de dispersión de Moran

Otra forma de detectar la presencia de autocorrelación espacial es mediante la comparación de los valores observados versus sus retardos espaciales, ya sea mediante un gráfico o bien numéricamente. Como se mencionó, el retardo espacial se define como un promedio ponderado de los valores de una variable en las unidades vecinas a una dada. Este método compara el valor observado en una determinada unidad con el retardo espacial y por lo tanto la obtención de valores similares confirma que dicha unidad es similar a sus vecinas, indicando autocorrelación espacial y sugiriendo posibles agrupaciones. En cambio, valores muy disimiles se producen cuando la unidad es muy distinta a las unidades vecinas, la cual representa un "outlier" espacial.

4.6.2. Dependencia espacial local

El índice de autocorrelación global de Moran no es capaz de detectar ciertas estructuras locales de asociación, ya que supone que el grado de autocorrelación espacial es igual para todas las unidades espaciales. Existe la posibilidad de que no se detecte asociación espacial global en la distribución de una variable, pero que existan pequeños conglomerados en los que dicha variable presenta una concentración importante, o bien, habiéndose detectada dependencia a nivel global no todas las zonas contribuyan con el mismo peso en este indicador.

Por este motivo se definen técnicas para detectar la asociación espacial local, la cual puede ser definida como una concentración, en un lugar del espacio global analizado, de valores especialmente altos o bajos de una variable en comparación con el valor medio esperado. Para estudiar este fenómeno se recurre al índice de asociación espacial local de Moran, el cual es capaz de detectar la contribución de cada región al indicador de asociación espacial global y posibles valores atípicos. También se presentan los mapas LISA de conglomerados y de significación y el diagrama de caja LISA para los índices locales.

El índice de asociación espacial local de Moran, para una unidad i , se define como:

$$I_i = (y_i - \bar{y}) \sum_{i'=1}^n w_{ii'} (y_{i'} - \bar{y})$$

Donde,

- n es el número de unidades en la región S
- y_i es el valor de la variable "Y" en la unidad i ubicada en el punto de coordenadas s_i ,
- $\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}$ es la media de la variable,
- $w_{ii'}$ es el elemento de la matriz de conectividad que recoge la relación de vecindad entre las unidades i e i' ($i = 1, 2, \dots, n$ y $i' = 1, 2, \dots, n$).

Al igual que el índice de asociación global de Moran, cada I_i varía entre -1 y 1. Un valor positivo de I_i indica que la unidad i tiene vecinos con valores similares (altos o bajos), entonces la unidad i forma parte de un conglomerado de unidades "parecidas". En cambio, un valor negativo para I_i es indicio de que la unidad i está rodeada de unidades diferentes y por lo tanto dicha unidad i es considerada un atípico espacial. Como resultado, el índice local de Moran identifica unidades donde valores altos o bajos se agrupan espacialmente, así como también unidades con valores muy distintos a los de las áreas vecinas.

En conclusión, este índice puede ayudar a reconocer cinco tipos de conglomerados espaciales:

- Alto-Alto: Unidades espaciales con valores altos de la variable en estudio rodeadas significativamente de unidades espaciales también con valores altos.
- Bajo-Bajo: Unidades espaciales con valores bajos rodeadas significativamente por unidades que también tienen valores bajos respecto a la variable de interés.
- Bajo-Alto: Presencia de unidades con valores bajos en la variable rodeadas significativamente por vecinos con valores altos.
- Alto-Bajo: Presencia de unidades con valores altos en la variable en estudio rodeadas significativamente por vecinos con valores bajos.
- Relación no significativa: Presencia de unidades donde el valor de la variable de interés no se relaciona significativamente con los valores que presentan sus vecinos.

Para cada valor de I_i es posible realizar un test para evaluar la significación estadística de la hipótesis nula de aleatoriedad de la distribución de valores en una región

geográfica. Al igual que el test global de Moran, esta hipótesis se prueba con un test basado en la normalidad o bien con tests de permutaciones considerando:

$$E[I] = -\frac{\sum_{i'=1}^n w_{ii'}}{n-1}$$

$$Var[I_i] = \frac{(n - \frac{m_4}{m_2})(n-2) \sum_{i'=1 \neq i}^n w_{ii'}^2 + 2(2\frac{m_4}{m_2} - n) \sum_{k=1 \neq i}^n \sum_{h=1 \neq i}^n w_{ik} w_{ih}}{(n-1)(n-2)} - \frac{[\sum_{i'=1}^n w_{ii'}]^2}{(n-1)^2}$$

Donde,

- $m_4 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^4}{n}$, momento de orden 4,
- $m_2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{n}$, momento de orden 2.

En los mapas LISA se representan las unidades que tienen valores estadísticamente significativos en los índices de asociación local de Moran. Hay dos clases de mapas: los mapas de significación y los mapas de conglomerados. El mapa de significación LISA permite visualizar las unidades en las que el índice de asociación espacial local de Moran resulta significativo para diversos niveles de significación. Los mapas de conglomerados presentan los tipos de conglomerados espaciales detectados por los índices locales. En este gráfico se destacan con colores "calientes/fríos" aquellas observaciones en torno a las cuales se produce una concentración estadísticamente significativa de valores altos/bajos de una variable, poniendo así de manifiesto la presencia de atípicos espaciales.

5. Fuente y procesamiento de datos meteorológicos

5.1. Fuente de registro meteorológico

Para la elaboración de la metodología de análisis de las variables meteorológicas (temperatura ambiente) resulta esencial contar con registros confiables y representativos. En este sentido, la selección de la fuente de información reviste una importancia fundamental, dado que determina la calidad y la validez de los resultados obtenidos. Debe considerarse la distribución espacial de los puntos de observación, el período temporal abarcado por las mediciones y, además, evaluar el grado de completitud de los registros, identificando posibles ausencias de información tanto en franjas horarias específicas como en determinadas regiones geográficas.

Por esta razón, es necesario contar con un sistema de base de datos lo más preciso y detallado posible, que cubra la mayor parte del territorio con la mayor resolución espacial disponible, evitando dejar extensiones demasiado amplias sin mediciones, especialmente en las áreas donde se encuentren emplazadas las líneas en las cuales se planifique implementar el cálculo dinámico del límite de carga. Asimismo, es fundamental que la resolución temporal de los registros sea lo más pequeña posible, de modo de garantizar el estudio completo del comportamiento de la variable a lo largo de las variaciones que ocurren durante el día y entre estaciones.

En este contexto, los sistemas de información satelital constituyen una herramienta óptima para este propósito, ya que proporcionan una fuente confiable y detallada de mediciones en grandes regiones. Como se mostrará en un capítulo posterior, para ejemplificar un caso práctico sobre el territorio argentino, en este desarrollo se opta por usar la información disponible en la plataforma PVGIS, la cual brinda registros horarios de temperatura con suficiente resolución espacial.

De todas formas, es posible utilizar mediciones meteorológicas obtenidas en distintos puntos de la traza de la línea, como por ejemplo en estaciones transformadoras o en torres de transmisión. Si bien estas mediciones no conforman un patrón uniforme sobre todo el territorio, como sí lo haría un registro satelital, constituyen una viable fuente de

información representativa de las condiciones meteorológicas a las que están sometidas las líneas, siendo requisito que cuenten con georreferenciación para poder ser incorporadas en procesos computacionales que permitan asociarlas a un área de cobertura determinada. Naturalmente, cuanto mayor sea la densidad espacial de estas diferentes mediciones in situ, mayor será la seguridad de los resultados de la metodología propuesta.

5.2. Software de sistema de información geográfica.

Al tratarse de un análisis espacial de datos, resulta fundamental contar con un software especializado que permita editar, procesar y visualizar información georreferenciada. Uno de los softwares más utilizados para este propósito es QGIS, una plataforma de código abierto ampliamente adoptada en el ámbito del análisis geoespacial.

QGIS permite trabajar a partir de capas superpuestas, lo que facilita la organización, edición y manipulación de múltiples conjuntos de datos espaciales de manera simultánea. Entre sus funcionalidades más relevantes se encuentran la creación y edición de shapefiles, la generación de mapas temáticos, la proyección de coordenadas, la gestión de sistemas de referencia espacial, el análisis de proximidad, la generación de grillas o lattices, y la integración con complementos que amplían aún más sus capacidades (como herramientas de georreferenciación, procesamiento raster o análisis de redes).

En este proyecto, QGIS se utiliza para generar los archivos necesarios para efectuar el análisis geoestadístico sobre los diferentes registros de temperaturas. Dentro de este conjunto, el archivo con extensión .shx permite definir la estructura de la grilla en forma de lattices; el archivo .shp vincula cada celda con su correspondiente coordenada espacial; y el archivo .dbf almacena los valores e índices asociados a cada una de ellas. Estos elementos combinados conforman el insumo esencial para llevar a cabo las etapas posteriores del procesamiento en Python y la aplicación del índice LISA.

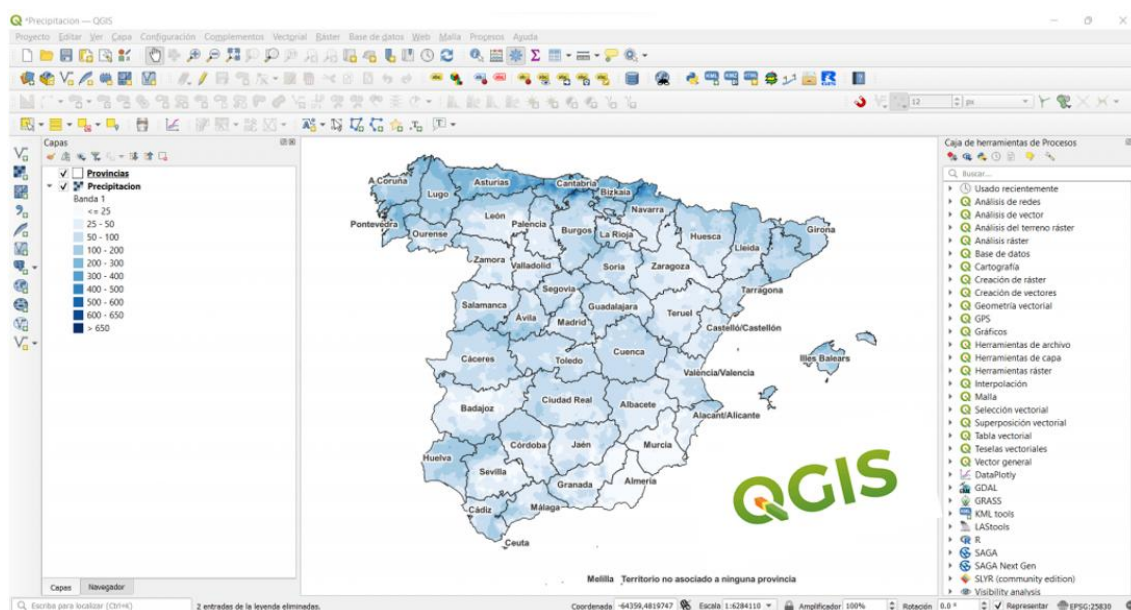


Figura 5-1: Interfaz de QGIS

5.3. Software de análisis geoestadístico

Para el análisis geoestadístico resulta indispensable contar con un software especializado que disponga de herramientas de cálculo adecuadas para procesar información espacial y obtener indicadores estadísticos que caractericen el comportamiento de la base de datos a analizar. Por esta razón, en este proyecto se emplea GeoDa como punto de partida, un software libre ampliamente utilizado en el análisis de datos georreferenciados, reconocido por su robustez, su facilidad de uso y su extensa variedad de técnicas e índices estadísticos.

GeoDa ofrece un entorno integrado para el análisis exploratorio de datos espaciales (AEDE), permitiendo visualizar patrones de autocorrelación, generar mapas temáticos, construir matrices de pesos espaciales, aplicar métodos de clustering espacial (como LISA, Gi* o SKATER), realizar análisis de regresión espacial (SAR, CAR, SEM), detectar valores atípicos locales, y elaborar gráficos diagnósticos. Asimismo, incorpora herramientas de simulación mediante permutaciones aleatorias, lo que facilita la evaluación de la significancia estadística en estudios espaciales.



Además, GeoDa permite importar mapas externos en formatos compatibles con QGIS, como los archivos .shp, .shx y .dbf, lo que posibilita una integración fluida entre ambos programas y un flujo de trabajo consistente entre edición espacial y análisis estadístico.

6. Desarrollo de códigos en lenguaje de programación Python

A pesar de las extensas capacidades de GeoDa, dado que el análisis de interés de este desarrollo es de índole espacio-temporal, significando esto que se debe obtener un resultado espacial para cada instante de tiempo, la implementación directa desde la interfaz de este software resulta poco práctica. Con el fin de superar estas limitaciones, se desarrollan códigos en Python capaces de replicar sus procesos de cálculo. Este trabajo permite construir una matriz espacio-temporal de resultados LISA, donde cada valor estadístico queda asociado simultáneamente a una posición geográfica y a un instante del tiempo. Gracias a esta automatización, es posible estudiar no solo la distribución espacial de las autocorrelaciones locales, sino también su evolución temporal y los patrones de persistencia o cambio en el comportamiento térmico a lo largo del período bajo análisis.

Para ello, se elabora un primer código denominado “Cálculo de LISA”, encargado de obtener el estadístico LISA para cada celda (lattice) y para cada instante de tiempo incluido en la base de datos. Este código utiliza la biblioteca “GeoPandas”, la cual implementa las mismas funciones de cálculo que emplea el software GeoDa. Como datos de entrada, requiere tanto el archivo base con los registros temporales de temperatura geolocalizado, como los archivos generados por QGIS (.shp, .shx y .dbf) los cuales representan el espacio geográfico bajo análisis. De esta forma, se realiza el emparejamiento entre los datos provenientes de las fuentes meteorológicas y las capas espaciales procesadas en el software de análisis geográfico.

Tal como ocurre en GeoDa, es necesario definir una matriz de pesos espaciales, indispensable para la obtención de los valores LISA. En este caso, la matriz se construye bajo el criterio de contigüidad de reina, permitiendo ajustar el orden de adyacencia según los requerimientos del análisis. Asimismo, para contrastar la hipótesis nula en cada valor del estadístico, se aplica el método de permutaciones aleatorias, replicando la lógica de GeoDa: se realizan 999 permutaciones y se utiliza un umbral de significancia del 5%, lo que garantiza resultados conservadores y estadísticamente confiables.

Como salida, este código genera un conjunto de matrices espacio-temporales que incluyen:

- El estadístico LISA para cada celda y cada instante del tiempo.
- El valor de significancia asociado a la prueba de hipótesis.
- El grupo o “cluster” al que pertenece cada celda según su patrón local de autocorrelación.

Este conjunto de resultados constituye la nueva base de datos utilizada posteriormente para el análisis temporal.

Para profundizar en el estudio de la evolución temporal, se desarrolló un segundo código denominado “Agrupador”, cuya función es evaluar el comportamiento de cada celda en distintos momentos del tiempo. Este código permite comparar, por ejemplo, una misma hora entre diferentes estaciones del año o entre distintos años del período estudiado. Para cada caso, calcula el porcentaje de tiempo durante el cual una celda mantiene su pertenencia al mismo grupo espacial (por ejemplo, alto-alto o bajo-bajo). Si dicho porcentaje supera un umbral predefinido, la celda se clasifica como estable para ese período; de lo contrario, se considera inestable.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis interanual cuyo objetivo es identificar la persistencia de los patrones espaciales a lo largo del tiempo. En esta etapa se definen distintas categorías de estabilidad:

- Estable definitivo: la unidad mantiene su estabilidad en todos los períodos evaluados.
- Casi estable: mantiene estabilidad en la mayoría de los períodos.
- Casi inestable: solo presenta estabilidad en algunos períodos.
- Inestable definitivo: no presenta estabilidad en ninguno de los períodos evaluados.

Como resultado, este código genera un archivo que muestra, para cada año, estación y hora, la categoría de estabilidad al que pertenece cada lattice, y luego sintetiza los

patrones definitivos de estabilidad. Esta información constituye la base para identificar regiones estables e inestables en el comportamiento de la variable en estudio.

El proceso concluye con la ejecución del código “Graficador”, que utiliza nuevamente los archivos espaciales producidos por QGIS para representar, en escala de grises, la estabilidad de cada celda. De esta manera, se generan los mapas horarios correspondientes a cada estación, los cuales permiten visualizar con claridad las zonas de persistencia y variabilidad térmica.

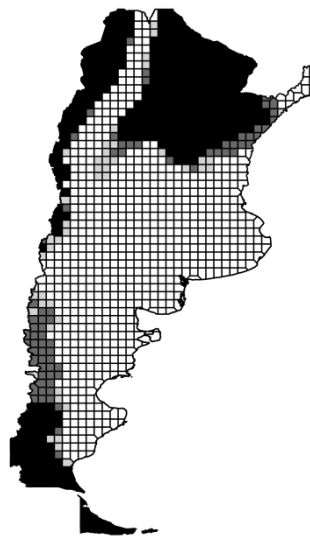


Figura 6-1: Ejemplo de resultado visualizado desde QGIS

Como concepto central de este método, es importante destacar que, si bien el cálculo se realiza para cada lattice en función de su comportamiento respecto de su entorno inmediato, definido mediante el criterio de la reina, es decir, considerando los ocho lattices vecinos, la perspectiva del análisis no se limita a esa escala local. El propósito principal es evaluar el comportamiento de cada lattice en el contexto de toda la región de estudio.

En este sentido, el análisis busca identificar clusters o grupos de lattices que presenten un comportamiento estable a lo largo de toda la ventana temporal analizada. Estas regiones estables se corresponden, en la representación en escala de grises, con los valores más oscuros, asociados a índices LISA elevados y persistentes en el tiempo. Por este motivo, debe prestarse especial atención a las zonas de borde de los clusters, donde un

lattice con alta estabilidad puede encontrarse adyacente a otros con valores de LISA menores. En estos casos, no se recomienda agrupar a dichos lattices entre sí, sino asociar únicamente con aquellos vecinos que compartan el mismo nivel de estabilidad, garantizando así una correcta delimitación de las regiones homogéneas.

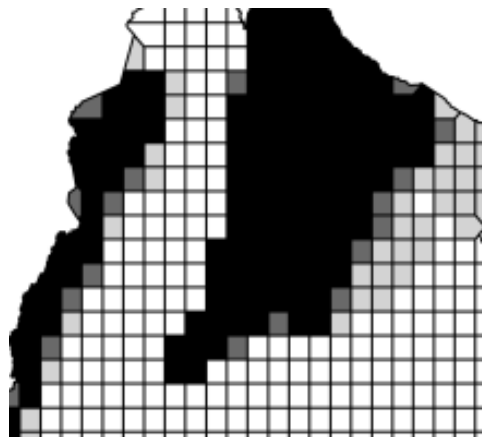


Figura 6-2: Ejemplo de resultado con fronteras

6.1.Comparación entre software Geoda y código en Python

Con el fin de validar el funcionamiento del código desarrollado en Python, se realizaron cálculos del índice LISA en el software GeoDa utilizando exactamente el mismo conjunto de datos y las mismas configuraciones espaciales. En ambos casos se aplicó el método de permutaciones con idénticos parámetros, de modo que los resultados fueran plenamente comparables.

Una vez obtenidos los valores LISA mediante ambos procedimientos, se llevó a cabo una comparación estadística entre los resultados, observándose una diferencia promedio cercana al 2%, atribuible a variaciones internas en los algoritmos de cálculo de cada herramienta.

Dado que dicho margen de diferencia es reducido y aceptable para este tipo de análisis, y considerando la coherencia general entre ambas metodologías, se verifica el cálculo automatizado en Python mediante la biblioteca GeoPandas. Este enfoque reproduce

de manera confiable los resultados de GeoDa y permite, además, ejecutar el análisis de forma más eficiente y escalable para un gran número de instantes temporales.

6.2. Análisis sobre el sistema eléctrico

Una vez determinado el grado de estabilidad de cada lattice en toda la región de estudio, es posible avanzar con el análisis del sistema eléctrico emplazado sobre dicha región. En esta etapa, el objetivo es caracterizar el comportamiento de las líneas de transmisión desde el punto de vista de la posible implementación de un sistema DLR, identificando los estados que pueden presentar dentro del marco de este estudio.

En términos generales, una línea puede encontrarse en uno de dos estados posibles. Por un lado, puede considerarse apta para agruparla dentro de un conjunto de líneas que se encuentren completamente contenidas en un mismo cluster o grupo de lattices de estabilidad definitiva. Estos grupos deben estar conformados por al menos dos líneas, de modo de justificar la extrapolación de la información meteorológica entre ellas. Por otro lado, una línea se clasifica como no apta para formar parte de un cluster definido cuando no pertenece a ningún grupo de lattices de estabilidad definitiva, o bien cuando solo se encuentra contenida de forma parcial dentro de dichos grupos.

De este modo, el análisis se orienta a identificar conjuntos de líneas que estén íntegramente contenidas dentro de regiones de estabilidad definitiva, representadas por los valores más altos del índice LISA, y a diferenciarlas de aquellas líneas que atraviesan parcial o totalmente regiones con menor estabilidad. Cabe destacar que pueden existir múltiples regiones de estabilidad definitiva dentro del área de estudio y, en consecuencia, varios grupos de líneas. Esta clasificación permite definir la instalación de una única estación meteorológica representativa en una de las líneas del grupo, para luego extrapolar la medición al resto de las líneas asociadas. Finalmente, resulta necesario determinar tanto la ubicación espacial como la duración temporal de cada grupo de líneas, ya que estos pueden ser válidos únicamente durante determinadas franjas horarias o épocas del año.

6.3. Resumen de la metodología

Como resultado integral de la metodología propuesta, se obtiene una base de datos espacio–temporal que reúne, para cada lattice y cada instante del período de estudio, el valor del índice LISA, su significancia estadística y la clasificación correspondiente dentro de los distintos grupos de autocorrelación local. Esta información permite visualizar y cuantificar cómo varía la dependencia espacial de las variables meteorológicas a lo largo del tiempo, dando como resultado un registro robusto para el análisis de patrones locales y la identificación de sectores que actúan como “outliers” dentro del sistema espacial. En el contexto del cálculo dinámico de transmisión, este nivel de detalle es esencial, ya que el comportamiento térmico regional influye directamente en la capacidad de corriente admisible y en las oportunidades de operación dinámica sobre líneas de transmisión.

Sobre esta base, los códigos desarrollados en Python entregan como resultado elementos interactivos de alto valor, como los mapas horarios y estacionales de estabilidad, las clasificaciones interanuales y las categorías de persistencia espacial (estable, casi estable, casi inestable e inestable). Estos resultados permiten identificar con claridad qué zonas presentan condiciones meteorológicas consistentes que podrían favorecer el incremento de capacidad mediante de un grupo de líneas mediante una única medición, y cuáles exhiben una alta variabilidad que podría limitar su aplicación.

Una vez alcanzado este punto, gracias a los archivos .shp con los resultados espacio–temporales, resulta posible superponer estos con una representación georreferenciada del sistema de transmisión de interés. Con esta combinación, se pueden identificar grupos de líneas a los cuales se les puede asignar una única medición meteorológica con un relativamente bajo error.

En conjunto, todos estos productos conforman un marco analítico que no solo facilita la comprensión global del comportamiento espacio–temporal de las variables meteorológicas, sino que además proporciona información clave para la toma de decisiones en la planificación e implementación de sistemas DLR o similares en redes de transmisión.

6.4. Aplicación de la metodología sobre un caso teórico

Como se mencionó en secciones anteriores, la implementación de esta metodología de cálculo en una o varias líneas de transmisión requieren conocer las condiciones meteorológicas que experimentan dichas líneas. Esto motiva el desarrollo de una metodología específica para el análisis espacio-temporal de las variables meteorológicas, con el fin de identificar regiones con comportamientos similares y evaluar su grado de estabilidad.

Una vez definida la estructura espacial de las condiciones meteorológicas y caracterizados sus patrones, es necesario avanzar hacia el segundo componente del proceso: la elaboración de las curvas de capacidad dinámica de carga, determinadas a partir de la aplicación de las variables meteorológicas sobre la ecuación térmica establecida por la norma IEEE. Este análisis permite determinar el incremento de capacidad de la transmisión de potencia sobre cada línea en cada región identificada y evaluar las oportunidades reales de operación del sistema bajo condiciones variables.

En este contexto, se presenta a continuación un procedimiento completo para la aplicación de la metodología de cálculo dinámico de transmisión, a partir de un ejemplo teórico. El mismo parte de la base de datos meteorológica, continúa con el análisis estadístico para conformar zonas de estabilidad y finaliza con la determinación de regiones dentro del sistema eléctrico interconectado en las cuales las líneas pertenecientes a cada zona podrían operar bajo límites dinámicos comunes. Este enfoque permite estimar nuevos límites de carga, analizar sus implicancias operativas y cuantificar los beneficios en términos de capacidad de transporte, confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

6.5. Caso teórico.

Con el fin de ilustrar el procedimiento de análisis aplicado a un sistema DLR, se presenta un ejemplo teórico basado en una región geográfica idealizada, representada por una grilla regular de diez por diez lattices. Cada lattice simboliza una unidad espacial homogénea sobre la cual puede asociarse un registro temporal de temperatura. Paralelamente, se genera un conjunto de datos meteorológicos horarios correspondiente a

un periodo de tres años, obteniendo así cien series temporales de temperatura ambiente, una para cada lattice. Este enfoque permite simular un territorio discretizado donde cada unidad posee una trayectoria térmica propia, lo que resulta fundamental para analizar la variabilidad espacial y temporal que influye en la capacidad de transporte de los conductores eléctricos.

Como primer paso metodológico, se construye en QGIS el mapa base de la grilla de 10×10 lattices, el cual se muestra a continuación. La generación de este mapa facilita la representación visual del área de estudio.

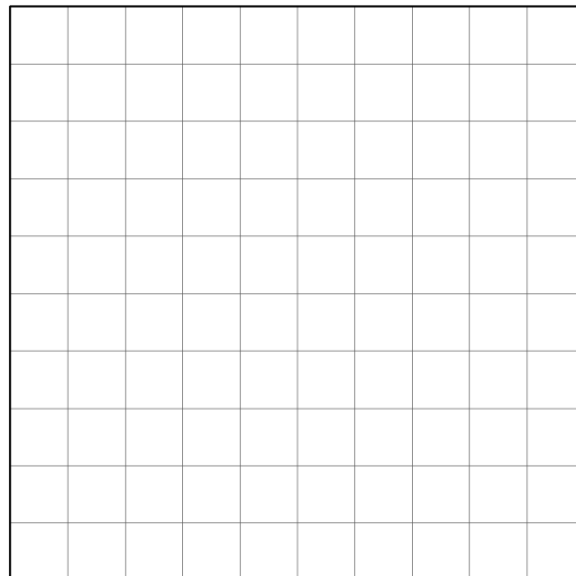


Figura 6-3: Grilla de lattices para caso teórico

Sobre esta región geográfica se emplaza un sistema eléctrico interconectado compuesto por líneas aéreas, a través de las cuales se transmite la potencia generada y consumida entre distintos puntos. Este sistema permite el transporte de energía dentro del área de estudio y sirve como base para analizar cómo las variaciones de temperatura influyen en la capacidad de carga de dichas líneas.

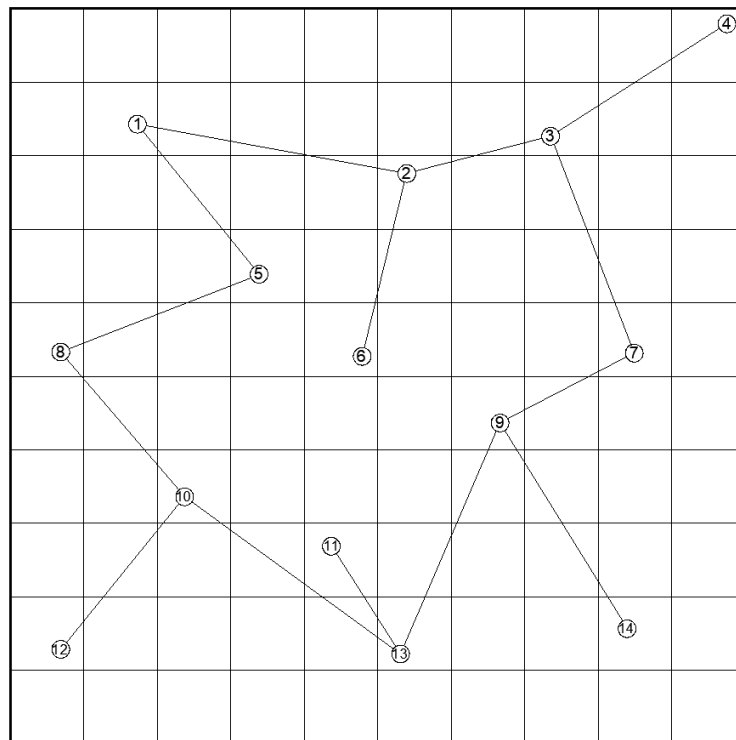


Figura 6-4: Sistema eléctrico ficticio para para caso teórico

A partir de ello, se continúa con la obtención y el posterior análisis de la fuente de datos meteorológicos, enfocándose específicamente en los registros de temperatura ambiente. Estos datos constituyen la base para evaluar el comportamiento térmico de la región y su impacto en la capacidad de transmisión de las líneas aéreas.

6.6.Caso ideal

6.6.1. Registro de temperatura.

Se plantea generar un registro de temperaturas que represente un caso ideal para la aplicación de esta metodología. A partir de la evolución temporal de la temperatura en cada uno de los lattices, se conforman tres regiones que permanecen estables en el tiempo. Una de ellas corresponde a puntos con valores altos de temperatura rodeados por otros puntos con condiciones similares. La segunda presenta el mismo comportamiento, pero para temperaturas bajas. La tercera región reúne puntos cuyas variaciones térmicas y diferencias respecto a sus vecinos son lo suficientemente amplias como para que el índice LISA no resulte significativo.

Los registros de temperatura se generan para tres años, mediante un código desarrollado en Python, el cual asigna valores aleatorios dentro de un rango específico para cada lattice según su ubicación. A esto se incorporaron variaciones asociadas a las estaciones del año, con temperaturas medias más elevadas en verano y más bajas en invierno, junto con fluctuaciones del ciclo diario, donde se registran los valores máximos durante el día y los mínimos durante la noche. De esta forma, se buscó reproducir de manera realista el comportamiento climático esperado en condiciones naturales.

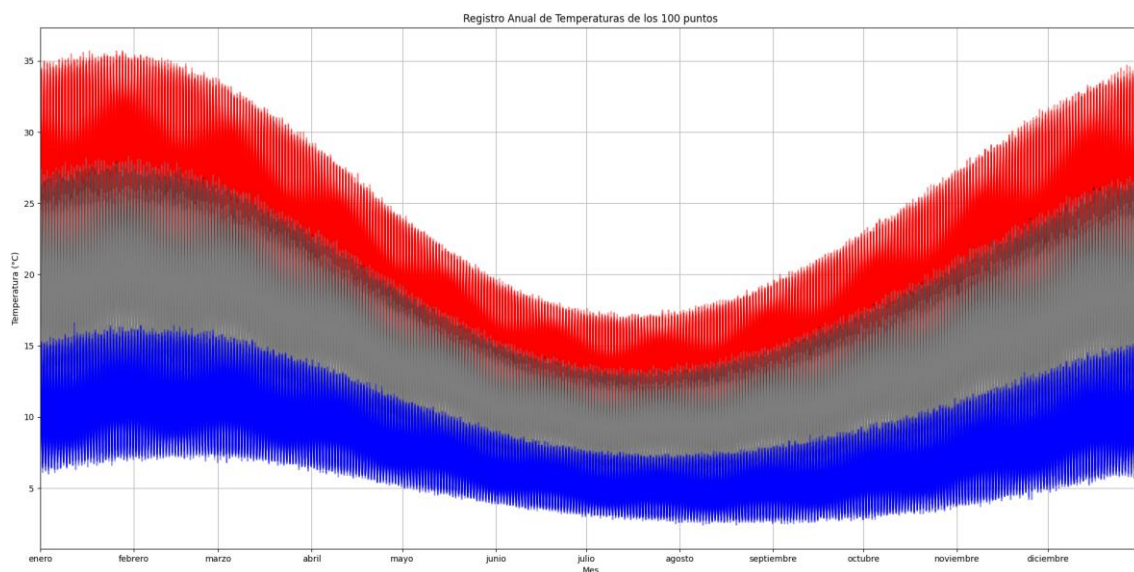


Figura 6-5: Registro de temperatura para caso ideal

Con estos registros se procedió a realizar el análisis geoestadístico utilizando los códigos desarrollados en Python, siguiendo el procedimiento detallado previamente en la metodología de análisis.

6.6.2. Análisis geoestadísticos.

Se realiza el análisis estadístico de los registros de temperatura siguiendo el procedimiento descrito en la metodología de análisis. En primer lugar, se calculan los índices LISA para cada lattice a lo largo de todo el período estudiado. De esta manera, se obtiene una secuencia temporal de clasificaciones que refleja cómo evolucionan las correlaciones locales y cómo varían los patrones espaciales de temperatura a lo largo del tiempo.

A continuación, se muestra una fracción del resultado de los estadísticos LISA

Fecha_Hora	1	2	4	13	3	5
2022-01-01 00:00	1,01	1,17	1,15	1,38	1,22	1,14
2022-01-01 01:00	1,04	1,16	1,14	1,40	1,17	1,24
2022-01-01 02:00	0,96	1,16	1,12	1,38	1,24	1,15
2022-01-01 03:00	0,97	1,18	1,19	1,40	1,25	1,23
2022-01-01 04:00	0,98	1,16	1,21	1,38	1,24	1,25
2022-01-01 05:00	0,99	1,16	1,19	1,38	1,20	1,24
2022-01-01 06:00	0,95	1,13	1,11	1,39	1,19	1,17
2022-01-01 07:00	0,96	1,05	1,22	1,38	1,12	1,23
2022-01-01 08:00	0,98	1,17	1,12	1,47	1,23	1,22
2022-01-01 09:00	1,00	1,19	1,20	1,35	1,23	1,26
2022-01-01 10:00	0,98	1,11	1,17	1,33	1,16	1,22
2022-01-01 11:00	0,92	1,12	1,16	1,36	1,20	1,24
2022-01-01 12:00	0,98	1,14	1,25	1,37	1,30	1,26
2022-01-01 13:00	0,92	1,15	1,16	1,40	1,24	1,22
2022-01-01 14:00	0,97	1,14	1,18	1,39	1,20	1,19
2022-01-01 15:00	0,93	1,12	1,10	1,35	1,15	1,15
2022-01-01 16:00	0,85	1,10	1,26	1,45	1,17	1,26
2022-01-01 17:00	0,93	1,09	1,20	1,26	1,15	1,32
2022-01-01 18:00	0,92	1,14	1,20	1,40	1,21	1,24
2022-01-01 19:00	0,93	1,13	1,21	1,40	1,20	1,24

Una vez obtenidos los resultados de los análisis espaciales para cada punto y para cada instante de tiempo, se llevó a cabo el análisis temporal correspondiente. Este paso permitió evaluar la persistencia de los patrones espaciales y determinar, para cada lattice, el grado de estabilidad a lo largo del período estudiado. Con esta información se confeccionaron los mapas horarios por estación, cuyo objetivo es identificar regiones estables en las que resulta viable considerar esta aplicación.

Se muestra a continuación los resultados obtenidos de la simulación, donde se muestran los mapas obtenidos para las 12:00 hs y 00:00 de verano e invierno.

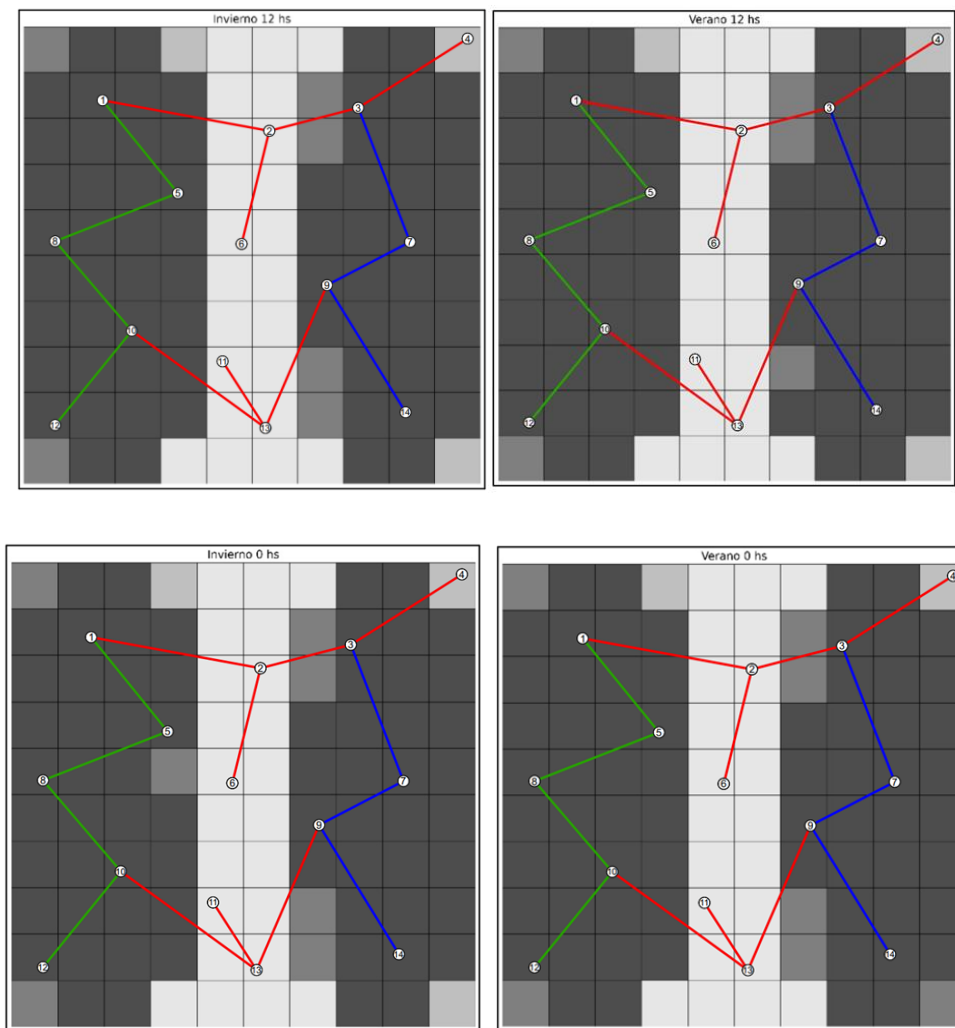


Figura 6-6: Comparación de resultados para el caso ideal

A partir de estas imágenes se puede apreciar que se generan dos grupos de líneas que están completamente dentro de grupos de lattices de estabilidad definitiva. Estas líneas son para el grupo uno las que están coloreadas de verde y azul, generando así dos grupos de líneas. De esta forma, se puede instalar una estación meteorológica en algunas de las líneas verdes o azules, y trasladar estas mediciones de temperatura ambiente hacia las otras líneas pertenecientes al mismo grupo.

Por otro lado, se muestran las líneas en color rojo aquellas que no están completamente dentro de algún grupo de lattices que compongan un grupo de estabilidad definitiva, por lo cual, no se les puede asignar las mediciones de temperatura ambiente de otras líneas.

6.7.Caso aleatorio

A continuación, se presenta un caso en el que los registros de temperatura correspondientes a cada lattice de la misma región analizada previamente exhiben un comportamiento aleatorio. En este escenario, las temperaturas registradas en cada lattice difieren significativamente en magnitud durante la mayor parte del tiempo, sin conformar regiones estables bien definidas. Como consecuencia, solo se observan agrupamientos circunstanciales y transitorios, los cuales varían de un instante a otro y no se mantienen en el tiempo.

Seguidamente se muestra el registro de temperaturas correspondiente a un año completo. En dicho registro puede apreciarse que todos los puntos de medición presentan un comportamiento estacional similar, asociado a las variaciones propias del ciclo anual. Sin embargo, resulta relevante destacar que, a pesar de esta tendencia común, las magnitudes de temperatura son marcadamente diferentes entre los distintos lattices. En la gráfica, cada celda se representa con un color distinto, lo que permite visualizar claramente la dispersión espacial de los valores de temperatura a lo largo del período analizado.

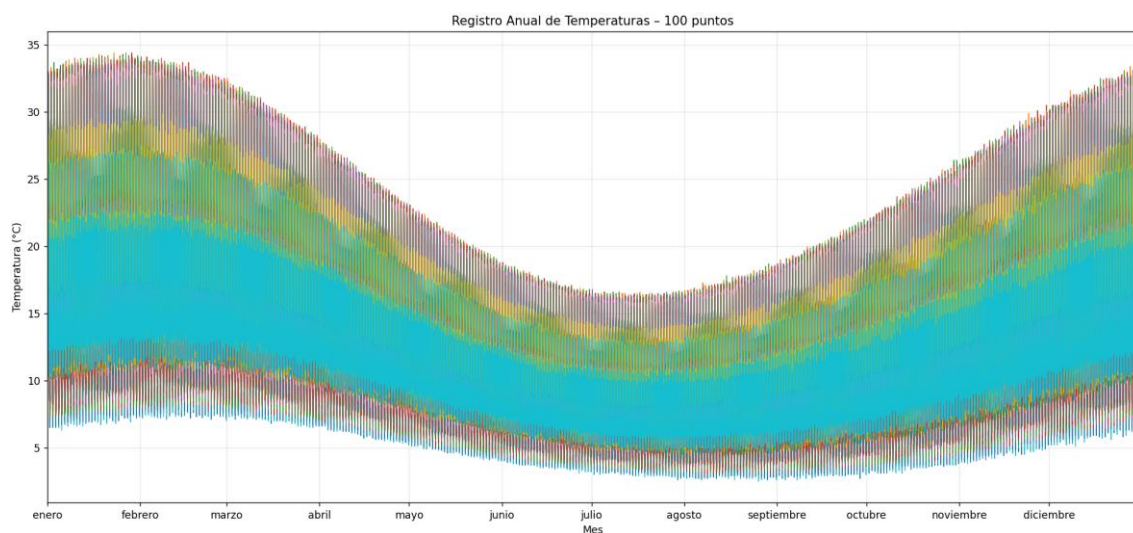


Figura 6-7: Registro de temperatura para caso aleatorio

De este modo, se aplica la metodología propuesta para el análisis de los datos meteorológicos, a partir de la cual se genera un archivo que contiene los valores del índice LISA correspondientes a cada celda de la región de estudio. Posteriormente, y en base a dichos valores, se calcula y determina el grado de estabilidad de cada lattice a lo largo del período de análisis considerado, el cual abarca tres años.

Como resultado de este procedimiento, se presenta a continuación la superposición de la región en lattices, coloreadas según una escala de grises en función de su categoría de estabilidad, junto con el mismo esquema del sistema eléctrico interconectado utilizado anteriormente. Esta representación permite visualizar de manera conjunta la distribución espacial de las zonas estables y su relación con la ubicación de las líneas eléctricas, facilitando así la identificación de áreas aptas para la aplicación del sistema.

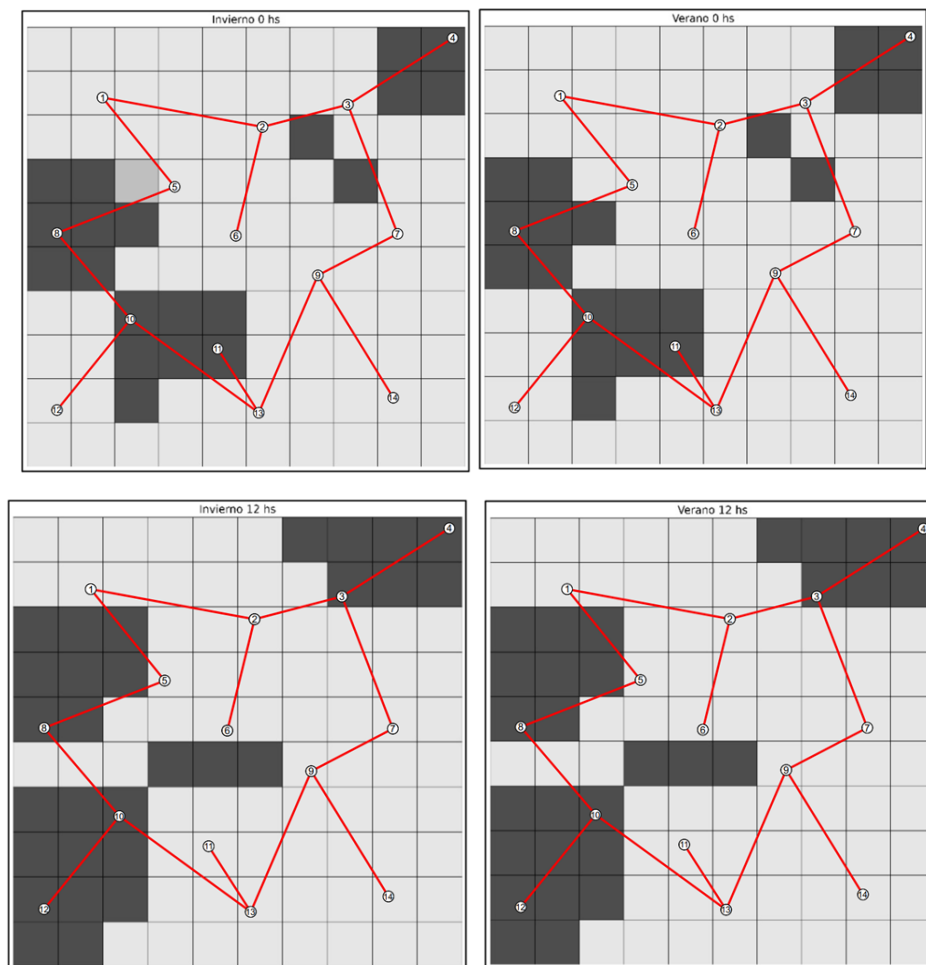


Figura 6-8: Comparación de resultados para el caso aleatorio

A partir de las imágenes obtenidas puede concluirse que no es posible conformar grupos de líneas a las cuales se les pueda asignar un único registro de temperatura ambiente en ningún momento del año. Las imágenes correspondientes a todas las horas y estaciones se presentan en los anexos. Esta situación se debe, tal como se adelantó previamente, a que los registros de temperatura difieren considerablemente en magnitud entre una celda y otra, lo que impide la formación de grupos extensos y estables que contengan simultáneamente varias líneas.

De esta manera, al comparar el caso ideal con el caso de comportamiento aleatorio, se concluye que para aplicar la metodología de extrapolar las mediciones de temperatura ambiente de una línea hacia otras es necesario contar con una región geográfica en la cual el comportamiento meteorológico sea suficientemente similar en el espacio y en el tiempo. Dicha región debe, además, tener una extensión adecuada para contener de forma completa al menos dos líneas, como ocurre en el caso ideal analizado. Alternativamente, en sistemas eléctricos más mallados, es decir, con un mayor número de líneas en una misma región, aumenta la probabilidad de encontrar dos o más líneas contenidas dentro de un mismo grupo de celdas con estabilidad. Esto puede darse tanto en regiones con alta variabilidad térmica pero con una red densa, como en sistemas menos mallados emplazados en zonas con un comportamiento térmico más homogéneo, capaz de permitir la conformación de grupos de líneas.

7. Aplicación de la metodología de análisis al territorio de Argentina

Una vez definida la metodología de análisis geoestadístico para el tratamiento de datos meteorológicos espacio-temporales, y con el objetivo de aplicarla posteriormente a la implementación del sistema de cálculo de límite de carga dinámico, se procede a aplicarla en un caso de estudio real. Para ello, se seleccionó como área de aplicación el territorio de la República Argentina, el cual se caracteriza por tener una amplia variedad de condiciones climáticas, contrastes regionales y variabilidad estacional que permiten poner a prueba la robustez del enfoque desarrollado.

En la sección siguiente, se detallan las fuentes de información, el tipo de registros utilizados y las características principales del conjunto de datos, así como la forma en que fueron ordenados.

Posteriormente, se presentan los resultados derivados de la aplicación secuencial de la metodología: desde la generación de los indicadores de autocorrelación espacial, pasando por la evaluación del comportamiento horario y estacional de cada punto del territorio, hasta la determinación interanual de la estabilidad de los patrones térmicos observados. Este proceso permitió identificar zonas de agrupamiento térmico, es decir, regiones en las que la temperatura ambiente exhibe un comportamiento similar para una combinación de estación del año y hora del día.

Finalmente, se exhiben los mapas y productos resultantes que sintetizan estos patrones espaciales. Con ello, se demuestra la aplicabilidad y eficacia de la metodología en un contexto territorial real y de escala nacional. Sin embargo, este análisis constituye solo una parte del estudio integral necesario para determinar la conveniencia técnica y económica de incorporar un sistema del tipo DLR o similar en un sistema eléctrico de potencia, pudiendo existir otro tipo de limitaciones a la capacidad de transmisión de las líneas en cuestión.

7.1.Registro de datos meteorológicos

Para la obtención de los datos meteorológicos, principalmente las temperaturas ambientes en todo el territorio nacional, se empleó el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS, por sus siglas en inglés), desarrollado por la Comisión Europea. Este sistema integra información proveniente de diversas fuentes climáticas, entre ellas bases de datos de reanálisis, observaciones satelitales y registros de estaciones meteorológicas locales.

A partir de esta plataforma, se descargaron registros horarios correspondientes a los años 2021, 2022 y 2023. Cada observación incluye la identificación numérica del punto de medición, su ubicación geográfica (latitud y longitud) y la fecha y hora del registro. En particular, sobre el territorio argentino, se extrae un punto de medición cada medio grado de latitud y longitud, estando cada punto a una distancia de entre 50 a 60 km aproximadamente, dependiendo de la ubicación del territorio nacional. Dicha diferencia entre punto y punto garantiza que cada medición sea diferente, dado que la plataforma PVGIS registra información cada 30 km.

A continuación, se muestra una representación de cada punto de medición sobre el territorio argentino. Específicamente, esto resulta en un total de 1113 puntos de medición en el registro.

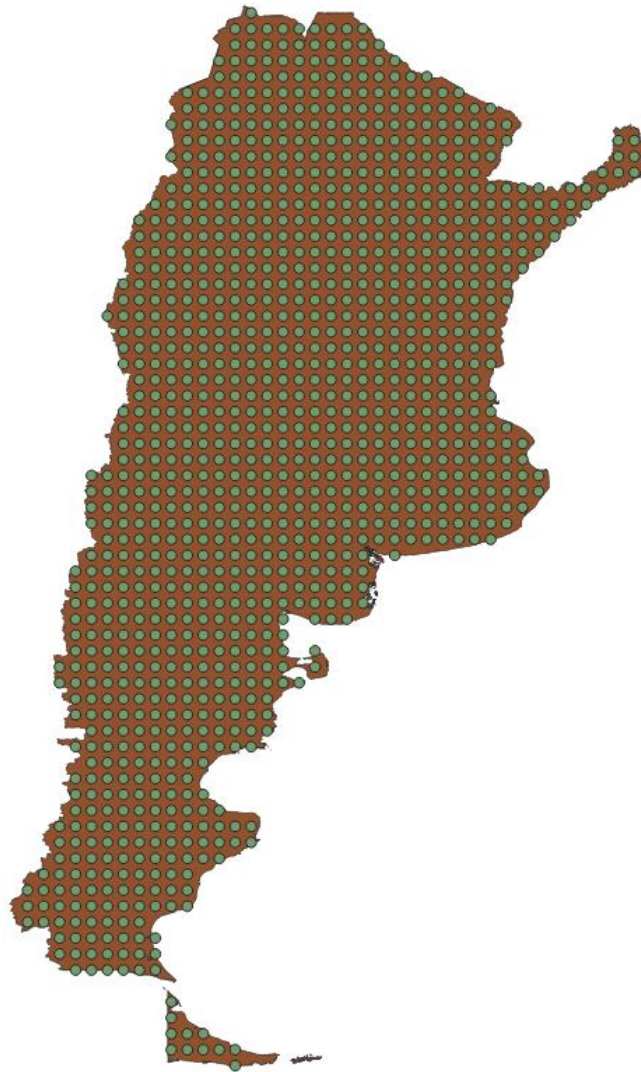


Figura 7-1: Puntos de medición del registro de PVGIS sobre el territorio argentino

7.2. Procesamiento de datos georreferenciados

Como se menciona previamente, para el procesamiento espacial y la organización de los datos se recurre a un software especializado y de código abierto llamado QGIS, el cual permite trabajar con información georreferenciada de forma gráfica.

De esta manera, se procede a llevar a cabo el análisis siguiendo el mismo procedimiento descrito en la metodología general y en el ejemplo teórico. En este caso, nuevamente se implementó el ordenamiento mediante lattices, donde cada celda representa un área geográfica uniforme y el punto de observación satelital se asocia al centroide de cada celda. Para construir dicha grilla, se recurre a un método estándar

llamado “Polígonos de Voronoi”, el cual divide el espacio en regiones donde cada una queda asignada al punto más cercano. En la siguiente figura, se muestra el resultado de este método, al superponerlo con un mapa de Argentina, viéndose a la izquierda los puntos de medición y a la derecha los lattices resultantes.

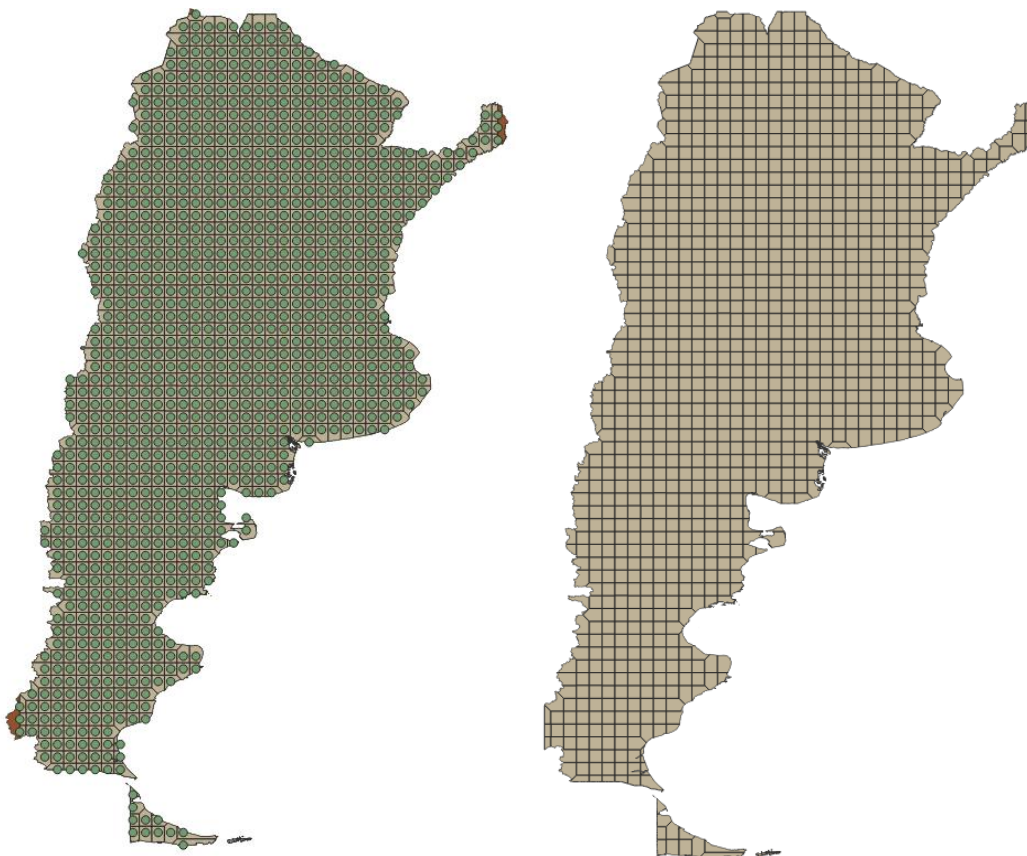


Figura 7-2: Construcción de lattices a partir de los puntos de medición de PVGIS

Además de generar la estructura espacial necesaria, QGIS permite exportar los archivos requeridos para el análisis computacional posterior. De esta manera, se obtiene tanto la representación cartográfica como los insumos compatibles con el procesamiento en Python, garantizando la integración fluida entre el entorno SIG y el desarrollo del análisis geoestadístico automatizado.

Como ejemplo se muestra un fragmento de la base de datos de las mediciones de temperatura para siete lattices, del 13 al 19. En el Anexo D, se puede ver la identificación de cada punto de medición, junto con sus coordenadas geográficas.

Registro	Temperatura [°C]								
	---	13	14	15	16	17	18	19	--
---	---	---	---	---	---	---	---	---	--
27/1/2022 08:00	---	8.86	9.3	9.76	10.13	5.84	7.06	7.9	--
27/1/2022 09:00	---	10.52	10.89	11.18	11.31	7.9	9.13	9.84	--
27/1/2022 10:00	---	12.58	13.09	12.97	12.55	9.65	10.86	11.75	--
27/1/2022 11:00	---	14.49	14.72	14.73	14.39	11.15	12.52	13.57	--
27/1/2022 12:00	---	16.31	16.94	16.12	15.07	12.47	13.89	15.27	--
27/1/2022 13:00	---	17.69	17.81	17.11	16.1	13.59	15.1	16.66	--
27/1/2022 14:00	---	18.74	19.29	18.48	16.94	14.46	16.07	17.84	--
27/1/2022 15:00	---	19.58	20.08	19.6	17.73	15.17	16.8	18.72	--
27/1/2022 16:00	---	20.31	21.07	20.32	18.66	15.94	17.63	19.8	--
27/1/2022 17:00	---	20.03	20.48	19.58	17.79	16.0	17.59	19.82	--
27/1/2022 18:00	---	19.72	19.8	18.58	16.95	15.78	17.25	19.53	--
27/1/2022 19:00	---	18.93	18.71	17.49	16.39	15.23	16.59	18.93	--
27/1/2022 20:00	---	17.62	17.37	16.35	15.77	14.25	15.55	17.88	--
27/1/2022 21:00	---	16.05	15.79	15.01	14.76	13.01	14.23	16.56	--
27/1/2022 22:00	---	13.89	13.87	13.34	13.42	11.29	12.25	14.88	--
27/1/2022 23:00	---	12.35	12.51	12.22	12.43	9.7	10.79	13.5	--
28/1/2022 00:00	---	11.08	11.51	11.22	11.65	9.74	10.19	12.27	--
28/1/2022 01:00	---	9.94	10.6	10.73	11.01	8.34	10.2	11.09	--
28/1/2022 02:00	---	8.84	10.44	10.54	10.1	6.69	9.52	10.08	--
28/1/2022 03:00	---	8.08	9.28	10.15	9.15	5.88	7.85	9.12	--
28/1/2022 04:00	---	7.3	8.38	9.5	9.65	5.19	6.12	8.33	--
28/1/2022 05:00	---	7.07	7.16	9.12	9.76	4.96	6.09	7.96	--
28/1/2022 06:00	---	7.15	7.0	6.86	8.54	4.86	6.09	7.66	--
---	---	---	---	---	---	---	---	---	--

7.3.Cálculo de índice LISA.

Con todos los datos necesarios reunidos y adecuadamente estructurados, se procedió al cálculo del índice LISA para cada uno de los lattices que componen el territorio argentino y para todo el período temporal analizado. Esta parte del proceso, como se explica anteriormente, se lleva a cabo mediante la herramienta creada para este desarrollo llamada “Cálculo de LISA”. Este procesamiento permitió obtener una matriz completa de valores estadísticos, en la cual cada elemento representa el grado de autocorrelación espacial correspondiente a un punto de la grilla en un instante determinado.

A continuación, se presentan algunos de los resultados obtenidos mediante el código desarrollado específicamente para el cálculo del índice LISA, con el fin de ilustrar el comportamiento espacial y temporal detectado en las observaciones.

Como ejemplo se muestra un fragmento de los resultados obtenidos del índice LISA para los seis primeros lattices del registro de la base de datos.

Fecha y Hora Arg	0	1	2	3	4	5	6
2021-02-01 00:00:00	1,342517	2,373258	2,056797	1,860568	1,778273	1,480897	1,813334
2021-02-01 01:00:00	1,170063	2,148276	1,866413	1,710934	1,653724	1,375967	1,625825
2021-02-01 02:00:00	1,069376	1,872492	1,609445	1,488718	1,466918	1,245362	1,36666
2021-02-01 03:00:00	0,98828	1,704002	1,433181	1,297265	1,268918	1,083474	1,201738
2021-02-01 04:00:00	0,917233	1,816876	1,533382	1,348135	1,266237	1,013493	1,223393
2021-02-01 05:00:00	0,888193	1,782053	1,562746	1,364309	1,282329	1,002546	1,219925
2021-02-01 06:00:00	0,900634	1,688472	1,496248	1,331923	1,275792	1,01812	1,11365
2021-02-01 07:00:00	0,856931	1,581703	1,409959	1,280406	1,23383	1,001507	0,997251
2021-02-01 08:00:00	1,070032	1,808455	1,61987	1,479383	1,441621	1,194901	1,187415
2021-02-01 09:00:00	1,730534	2,776465	2,494161	2,238744	2,153972	1,792198	1,94239
2021-02-01 10:00:00	2,298688	3,38181	3,047136	2,73375	2,674353	2,328238	2,376563
2021-02-01 11:00:00	2,716058	3,605605	3,269711	3,001271	2,978429	2,701629	2,573953
2021-02-01 12:00:00	2,969762	3,869617	3,541311	3,263954	3,158493	2,873462	2,998139
2021-02-01 13:00:00	3,282239	4,119652	3,762897	3,508039	3,423556	3,166736	3,249044
2021-02-01 14:00:00	3,357692	4,583304	4,185771	3,839113	3,632912	3,271399	3,739728
2021-02-01 15:00:00	3,249263	4,709098	4,237227	3,791187	3,54892	3,172609	3,883623
2021-02-01 16:00:00	2,954671	4,030841	3,552777	3,153436	2,927653	2,618578	3,260335
2021-02-01 17:00:00	2,897649	4,016614	3,520683	3,107544	2,886313	2,552995	3,233712
2021-02-01 18:00:00	2,884443	4,105723	3,529328	3,038585	2,787631	2,451719	3,37908
2021-02-01 19:00:00	3,23415	4,155131	3,575185	3,17454	2,937563	2,612239	3,438878
2021-02-01 20:00:00	3,158513	3,991476	3,482822	3,146718	2,962846	2,678579	3,278458
2021-02-01 21:00:00	3,050067	3,754749	3,275546	2,999779	2,893282	2,676155	3,029592
2021-02-01 22:00:00	2,84686	3,627706	3,174905	2,913395	2,846146	2,592535	2,908917
2021-02-01 23:00:00	2,587791	3,397025	3,023954	2,802196	2,710884	2,39754	2,670193
2021-07-01 00:00:00	0,574955	1,253914	1,030639	0,890692	0,838669	0,591152	0,875188

Además de calcular los valores del índice LISA, el código determina a qué tipo de grupo o cluster pertenece cada lattice, identificándolo según la siguiente clasificación:

- Alto-Alto: Unidades espaciales con valores altos de la variable en estudio rodeadas significativamente de unidades espaciales también con valores altos.
- Bajo-Bajo: Unidades espaciales con valores bajos rodeadas significativamente por unidades que también tienen valores bajos respecto a la variable de interés.
- Bajo-Alto: Presencia de unidades con valores bajos en la variable rodeadas significativamente por vecinos con valores altos.

- Alto-Bajo: Presencia de unidades con valores altos en la variable en estudio rodeadas significativamente por vecinos con valores bajos.
- Relación no significativa: Presencia de unidades donde el valor de la variable de interés no se relaciona significativamente con los valores que presentan sus vecinos.

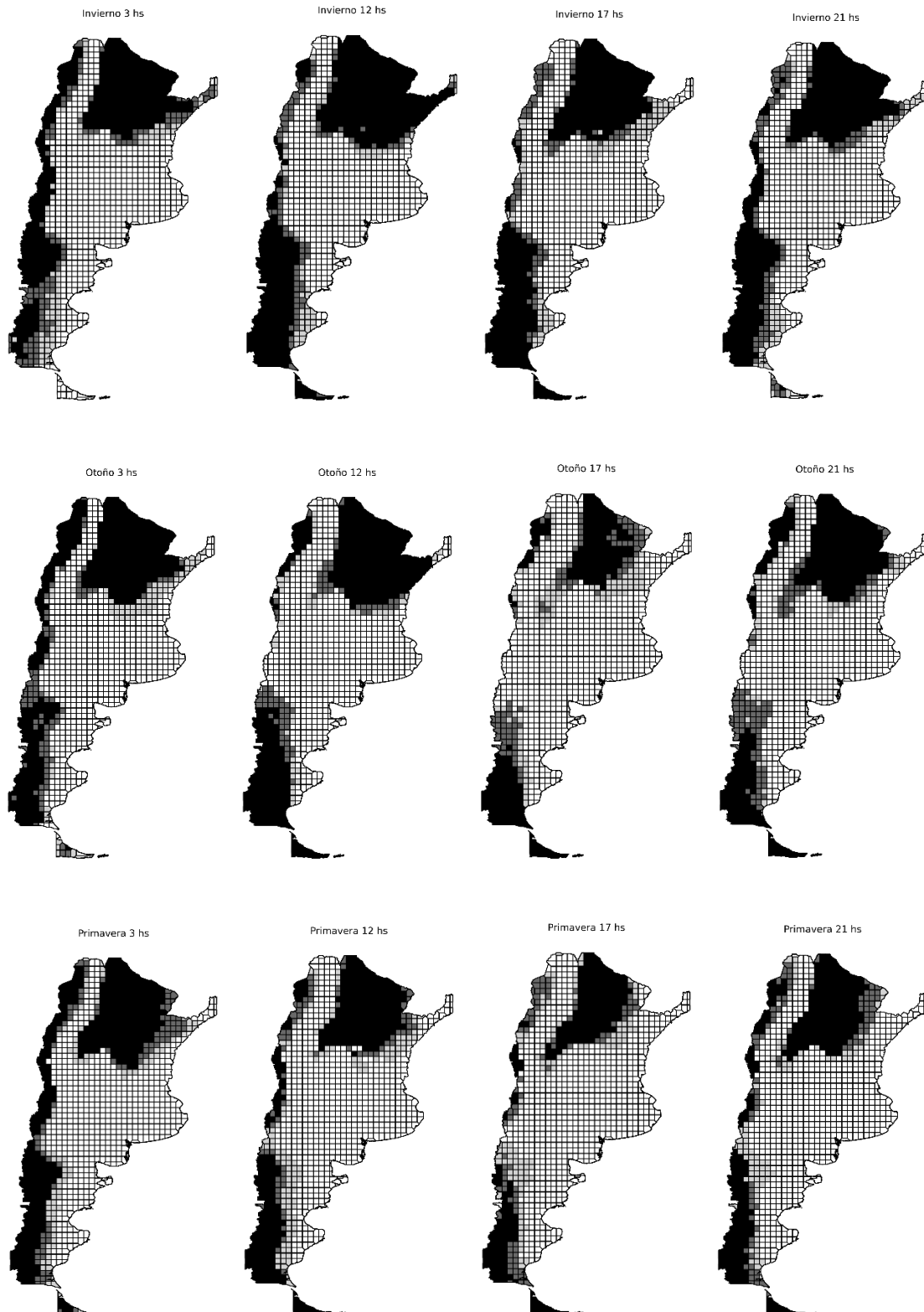
Una vez hecho esto, se procede a llevar a cabo el análisis de consistencia temporal, de modo de identificar áreas del país donde sea posible extrapolar una medición a una zona más amplia.

7.4. Análisis de consistencia temporal

Como se menciona previamente, una vez que se tienen los resultados LISA para cada instante de tiempo, se procede a clasificar cada punto según su consistencia temporal de la siguiente manera gracias a la herramienta “Graficador”:

- Estable definitivo: la unidad mantiene su estabilidad en los 3 años evaluados.
- Casi estable: mantiene estabilidad en 2 de los 3 años evaluados.
- Casi inestable: solo presenta estabilidad en 1 de los años evaluados.
- Inestable definitivo: no presenta estabilidad en ninguno de los períodos evaluados.

De esta manera, en los mapas de resultados que se muestran a continuación, esta clasificación se detalla mediante una escala de negro (estable) a blanco (inestables). En una primera iteración, se lleva a cabo el análisis con todos los registros juntos, como se viene aplicando hasta este punto. Es decir, en esta primera iteración, se analiza todo el país junto. En las siguientes figuras, se muestran los resultados de 3 horas del día para las 4 estaciones del año.



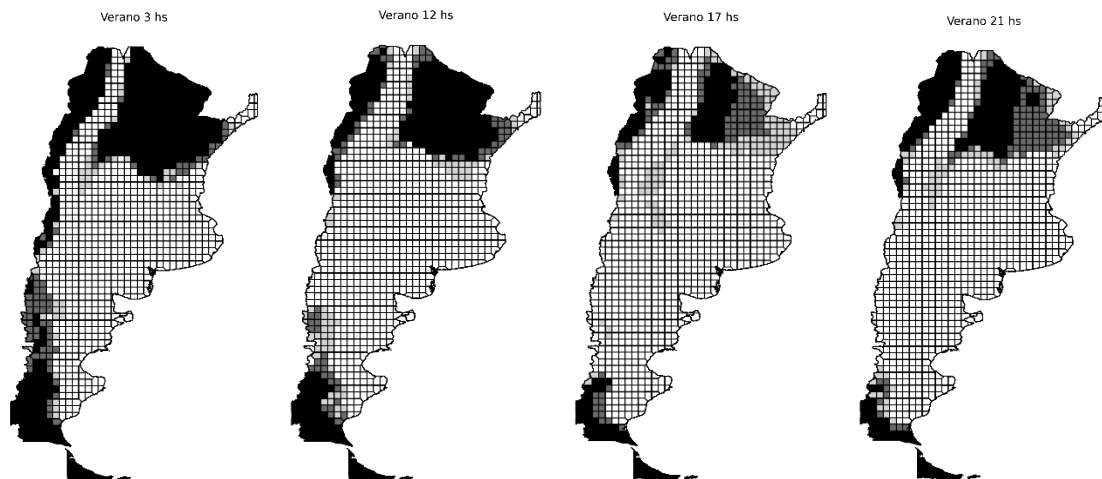


Figura 7-3: Muestreo de resultados de consistencia temporal | Argentina completa

Como se puede ver, esta primera iteración presenta claras tendencias en el diferentes horas y momentos del año:

- Por un lado, ubica zonas estables en el sur del país, cercano a la cordillera de los Andes.
- Por el otro, también se aprecia una zona relativamente estable en el noreste del país.
- Finalmente, se aprecia una falta de autocorrelación en el tiempo en el centro del país, como así también en el noroeste argentino donde comienza a crecer la altura sobre el nivel del mar de forma rápida de este a oeste.

Dados los resultados de esta prueba, viéndose así comportamientos muy marcados y sectorizados en el país, se decide realizar una segunda iteración dividiendo al territorio nacional en dos: Una parte inferior y otra superior. Los resultados completos de esta prueba se pueden encontrar en el Anexo III, del cual se extrae un muestreo aquí similar a la iteración previa.

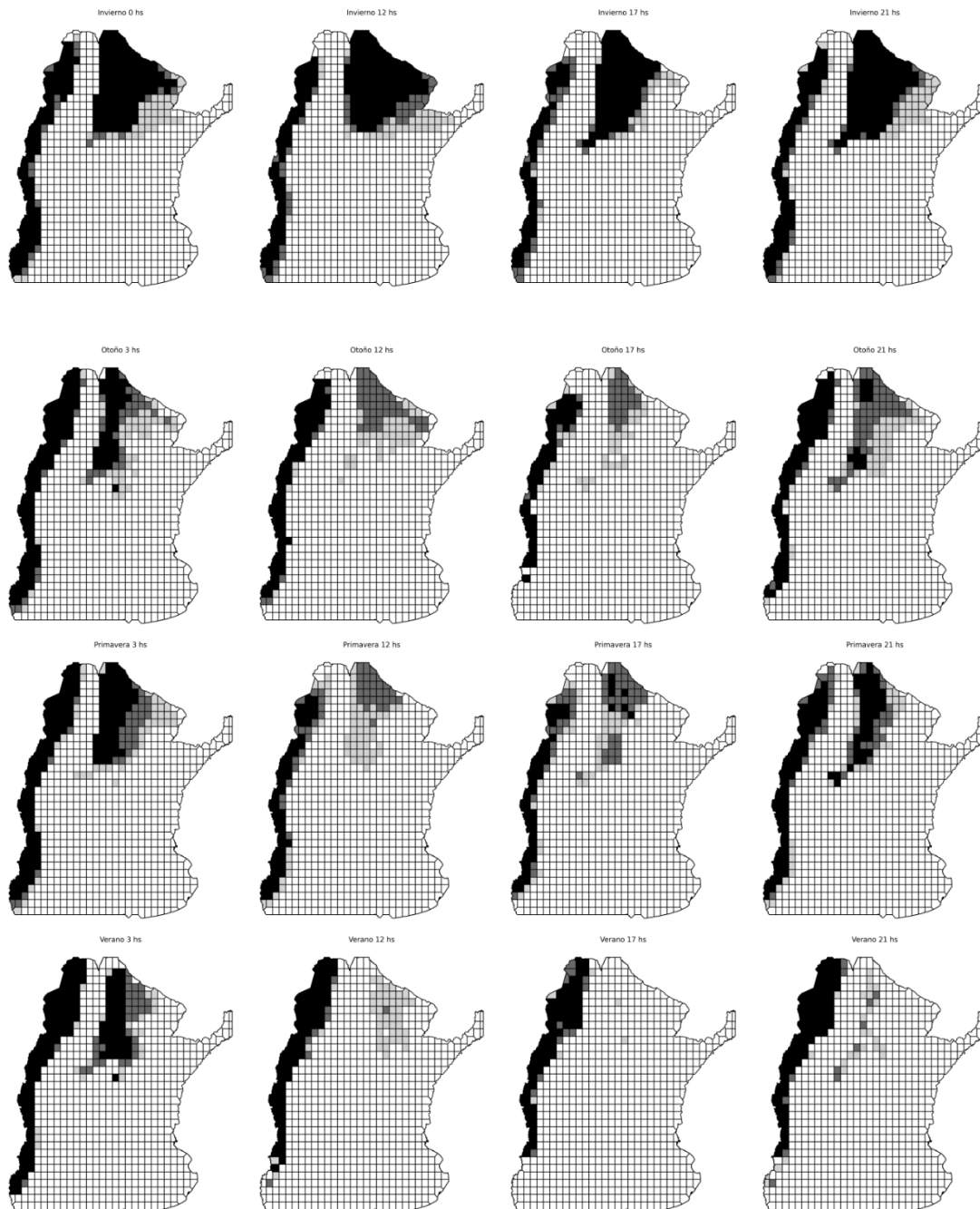


Figura 7-4: Muestreo de resultados de consistencia temporal | Argentina norte

Como se puede ver, al reducir la cantidad de lattices involucrados en un mismo cálculo la estabilidad de la zona superior observada en la primera iteración disminuye. Ahora, se puede apreciar un comportamiento sustancialmente más cambiante hora a hora, evidenciando una variabilidad que, como se muestra más adelante, dificulta la agrupación

de líneas de transmisión de tal manera que a estas se le pueda aplicar la metodología de cálculo a partir de una única medición de temperatura.

Análogamente a la mitad superior, a continuación, se presenta un muestreo de los resultados asociados al sur del territorio argentino.



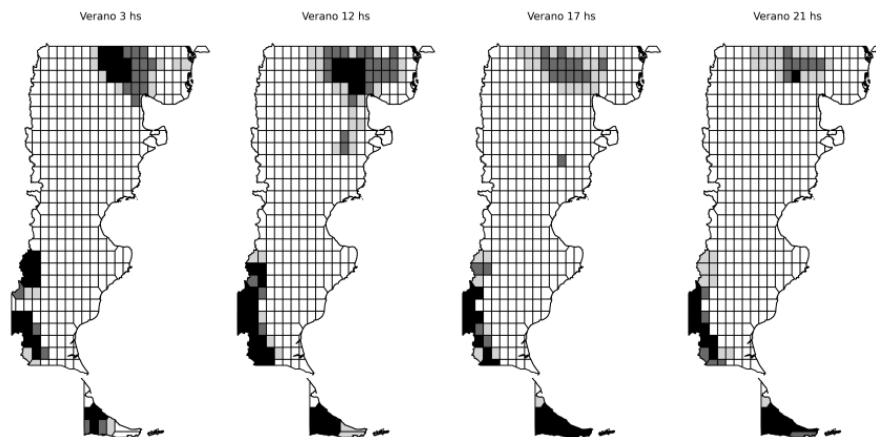


Figura 7-5: Muestreo de resultados de consistencia temporal | Argentina sur

Similar al caso anterior, la persistencia de la estabilidad en el tiempo al reducir la cantidad de lattices involucrados en el cálculo disminuye en contraste con la primera iteración con todo el país junto. En particular, a partir de estos últimos resultados se puede decir que:

- Se aprecia una pequeña área en el sur de la provincia de Buenos Aires donde el comportamiento hora a hora y en la mayor parte del año resulta relativamente estable;
- El resto de la Patagonia es inestable en el período bajo análisis, salvo en un pequeño grupo al sur de la cordillera de los Andes.

En función de estos resultados, es fácil notar que la gran mayoría del territorio argentino no presenta autocorrelación espacial sostenida en el tiempo en relación a la temperatura ambiente. Es decir, al tomar datos que se distancias unos de otros entre 50 km y 60 km, la variabilidad térmica excede los criterios de autocorrelación propuestos en la metodología de este desarrollo.

En este sentido, Argentina no presenta condiciones favorables para aplicar soluciones del tipo DLR o similares en un área extensa a partir de una única estación meteorológica, forzando así la necesidad de instalar múltiples equipos de medición en caso de querer operar un grupo de líneas con límites dinámicos.

A pesar de esto, en el próximo apartado se procede a hacer un análisis local del sistema de transmisión en una de las zonas que presento un relativo alto grado de persistencia.

7.5. Análisis del sistema de transmisión del NEA

Como se ve en los resultados asociados a la mitad norte del país, existen momentos en el tiempo de determinadas estaciones donde sí se observa estabilidad. Por lo tanto, de modo de ejemplificar los resultados de la metodología propuesta, se comparan las capacidades máximas de diferentes líneas de transmisión a partir de un hipotético registro de temperatura medido sobre una línea en particular.

Primero, se define el conjunto de líneas sobre los cuales se lleva a cabo este análisis.

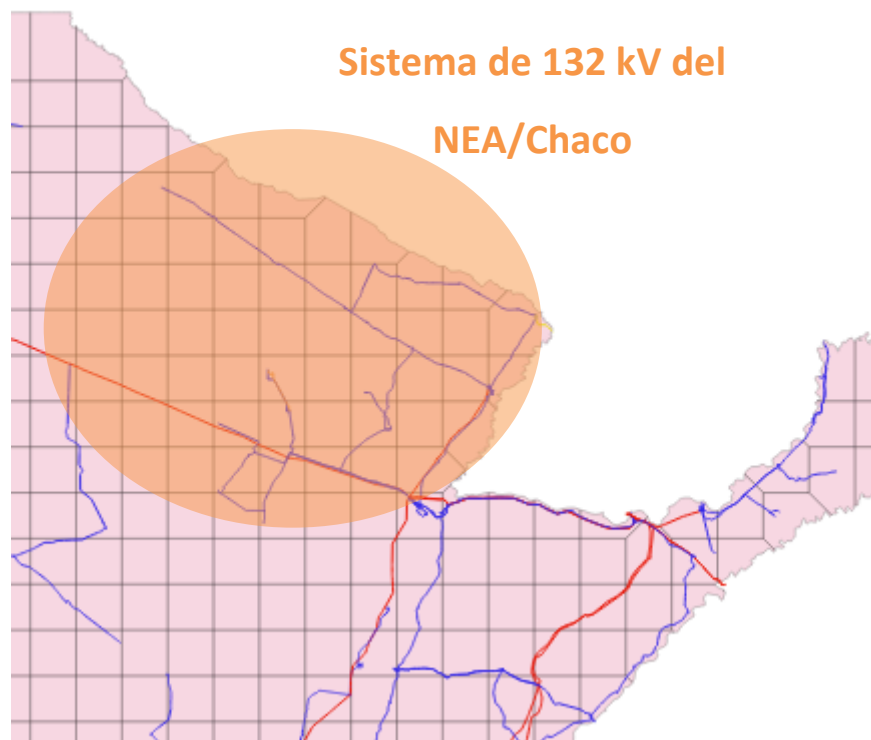


Figura 7-6: Área de interés para el agrupamiento de líneas

En particular, se usan de objeto de análisis las líneas de 132 kV ubicadas en el NEA/Chaco, donde se aprecian diferentes condiciones de persistencia en el tiempo de la estabilidad de la temperatura ambiente, como se muestra en el apartado anterior.

Dado que el enfoque de este desarrollo está orientado hacia la aplicación de una metodología de cálculo dinámico del límite de transmisión de una línea, la variable a comparar es la capacidad máxima de cada línea. Por lo tanto, a continuación, se explica la manera en la que se estudian los resultados de esta zona.

1. A partir del mismo registro de temperatura con el que se realizó el análisis de autocorrelación, se extraen las mediciones de aquellos lattices por donde pasan las líneas de transmisión de la zona a analizar;
2. Luego, para cada línea, se define un “registro máximo”, siendo este el máximo valor de temperatura que se registra hora a hora. De esta manera, se tiene la peor temperatura ambiente “medida” en cada línea en cada momento;
3. A partir de los registros de temperatura correspondientes a todas las líneas de la zona, se calcula hora a hora la máxima corriente admisible de la línea i a partir de las ecuaciones de capacidad térmica presentadas previamente. Esto simula una hipotética extrapolación de una medición desde otra línea hacia la i . Esto se repite para todas las líneas bajo análisis;
4. Finalmente, se calcula hora a hora el error de la máxima corriente admisible de la línea i respecto de las demás líneas mediante la siguiente expresión:

$$E_{i,x} = \left| \left(1 - \frac{I_{\max_x}}{I_{\max_i}} \right) * 100 \right|$$

Donde,

- $I_{\max_i}$ es la máxima corriente admisible de la línea i calculada a partir del registro de temperatura propio de la línea i .
- $I_{\max_x}$ es la máxima corriente admisible de la línea i calculada a partir del registro de temperatura correspondiente a la línea x .

El objetivo de esto es corroborar si los resultados que aquí se obtienen son coherentes con los resultados de autocorrelación. Sin embargo, antes de mostrar este

análisis, resulta importante detalla los supuestos bajo los cuales se hicieron. Primero, en la próxima tabla se muestran los datos de cada línea de la zona de análisis, los cuales se implementan en las ecuaciones de capacidad térmica.

En dicha tabla,

- Los diferentes “ID” corresponden a los puntos de medición del registro de temperatura implementado en este análisis por los cuales pasa la línea en cuestión;
- Las secciones de cada línea corresponden a lo que se informa en la Guía de referencia del NEA o, en su defecto, en la plataforma GEOSADI;
- El diámetro del conductor y las diferentes resistencias AC son valores típicos, extraídos de un catálogo de conductores de aluminio con alma de acero, de la marca Prysmian. Se aclara que, se verifica que todas las líneas de la zona de estudio cuentan con este tipo de conductores;
- La altura corresponde a m.s.n.m., despreciando la altura adicional que puedan tener las torres de cada línea;
- La latitud de cada línea resulta un valor aproximado del lattice donde se ubica el centro de cada línea.

N°	Línea 132 kV	ID 1	ID 2	ID 3	ID 4	Sección [mm ²]	Diámetro [mm]	R25 AC [ohm/km]	R75 AC [ohm/km]	Altura [m]	Latitud [°]
1	San Bernardo - Chaco	954	928			150	17,1	0,1999	0,2466	90	-27
2	San Bernardo - Villa Angela	928				150	17,1	0,1999	0,2466	85	-27,5
3	PFV Villa Angela - Villa Angela	928				150	17,1	0,1999	0,2466	80	-27,5
4	Charata - Campo largo	953				300	24,5	0,0978	0,1206	100	-27
5	P.Infierno - Campo Largo	953				300	24,5	0,0978	0,1206	110	-27
6	Chaco - P. Infierno	953	954			300	24,5	0,0978	0,1206	105	-27
7	P. Infierno - Pampa del infierno	953	976			300	24,5	0,0978	0,1206	110	-26,5
8	2xRoque Saenz Peña - Chaco	954				300	24,5	0,0978	0,1206	90	-27
9	Roque Saenz Peña - Tres isletas	977				150	17,1	0,1999	0,2466	95	-26,5
10	Tres isletas - Castelli	977	999			300	24,5	0,0978	0,1206	105	-26,5
11	Las Lomitas - Ing Suarez	1077	1078	1063	1064	150	17,1	0,1999	0,2466	150	-24,5
12	Las Lomitas - Ibarreta	1044	1045			150	17,1	0,1999	0,2466	115	-25
13	Ibarreta - Guemes Formosa	1046				150	17,1	0,1999	0,2466	110	-25
14	Ibarreta - Pirane	1025	1026			150	17,1	0,1999	0,2466	100	-25,5
15	Espinillo - Guemes Formosa	1046	1047	1048		150	17,1	0,1999	0,2466	100	-25
16	Laguna Blanca - Espinillo	1048				185	19	0,1618	0,1996	85	-25
17	Laguna Blanca - Clorinda	1048	1028			185	19	0,1618	0,1996	75	-25,5
18	Gran Formosa - Clorinda	1028	1004			150	17,1	0,1999	0,2466	65	-25,5
19	Gran Formosa - Pirane	1003	1002	1026		150	17,1	0,1999	0,2466	75	-26
20	Pirane - El Colorado	1026	1002	1001	979	150	17,1	0,1999	0,2466	85	-26
21	El Colorado - San Martin	979				150	17,1	0,1999	0,2466	80	-26,5
22	P. Roca - San Martin	979	1001			300	24,5	0,0978	0,1206	85	-26,5
23	P. Plaza - San Martin	979	956	955		150	17,1	0,1999	0,2466	80	-26,5
24	P.Plaza - Quitilipi	955				150	17,1	0,1999	0,2466	80	-27
25	Quitilipi - Saenz Peña	955	954			150	17,1	0,1999	0,2466	90	-27
26	P.Plaza - Saenz Peña	954	955			300	24,5	0,0978	0,1206	85	-27
27	P. Plaza - Resistencia	955	956	957	931	300	24,5	0,0978	0,1206	70	-27
28	P.Plaza - Escondida	955	956			150	17,1	0,1999	0,2466	75	-27
29	Escondida - Resistencia	956	957	931		150	17,1	0,1999	0,2466	65	-27
30	La Leonesa - Resistencia	931	957			240	21,9	0,1226	0,1513	60	-27
31	La Leonesa - Mansilla	957	981			240	21,9	0,1226	0,1513	60	-27
32	Mansilla - Formosa III	981	1003			240	21,9	0,1226	0,1513	60	-26,5
33	Formosa III - Formosa I	1003	1004			240	21,9	0,1226	0,1513	60	-26
34	Gran Formosa - Formosa	1004				150	17,1	0,1999	0,2466	60	-26

Por otro lado, los demás parámetros de entrada para las ecuaciones de capacidad térmica se consideran constantes y con los siguientes valores típicos.

- Velocidad del viento = 0,61 (briza leve);
- Ángulo del viento = 90°;
- Coeficiente de emisividad = 0,5;
- Coeficiente de absorción = 0,5;
- Acimut de la línea = 90°;
- Temperatura máxima del conductor = 75°C.

De esta manera, se encuentran definidos todos los parámetros de entrada para las ecuaciones de capacidad térmica momento a momento. Así, se proceden a calcular las capacidades máximas de cada línea en función de su registro propio y el de las demás líneas. Luego, se determina el error de cada registro en función del cálculo con el registro propio, tal cual se explica anteriormente.

Como se puede apreciar hasta este punto, dicha metodología de análisis resulta en 34 registros de capacidades máximas para cada una de las 34 líneas bajo estudio, es decir, 1156 registros de corrientes máximas admisibles y 1122 de errores relativos. Por lo tanto, en este apartado se muestra un ejemplo de cómo procesar esta enorme cantidad de información.

En particular, se hace foco en la relación entre dos líneas, 1x132 kV Roque Saenz Peña – Tres Isletas y 1x132 kV Campo Largo – Charata. Dichas líneas se encuentran próximas una de la otra, pero no comparten lattices en sus trazados, tal como se ven en la siguiente figura desde QGIS.

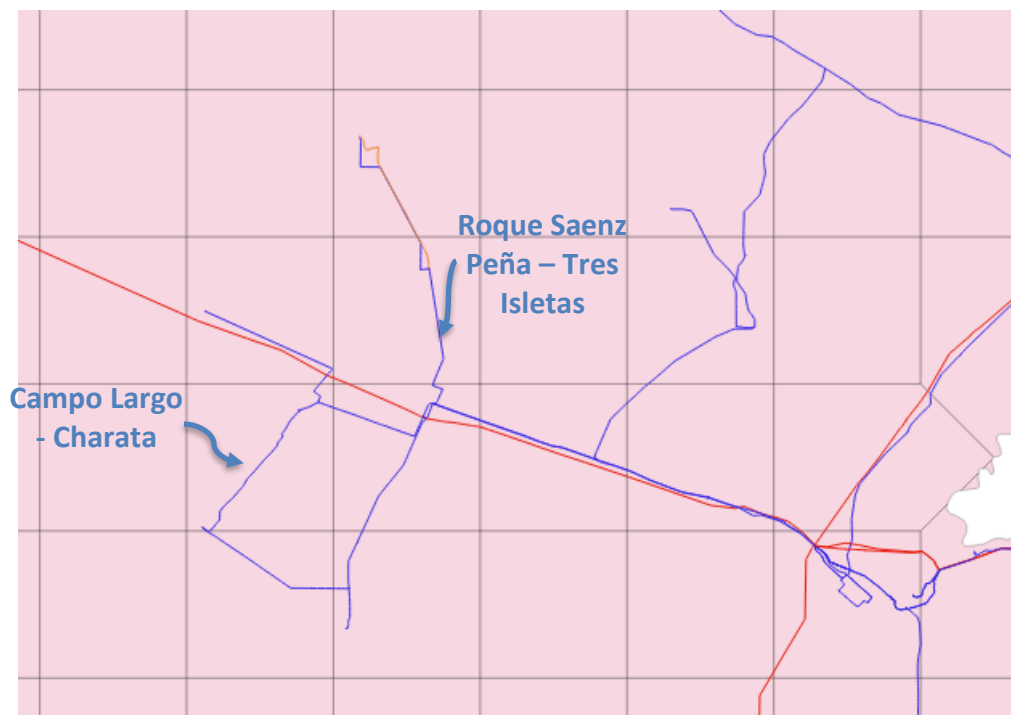


Figura 7-7: Líneas a analizar a modo de ejemplo

Para mostrar su relación, se muestran los resultados de la persistencia de la autocorrelación para las 4 estaciones a las 12 h, momento del día en el que menor estabilidad se aprecia en todas las estaciones.

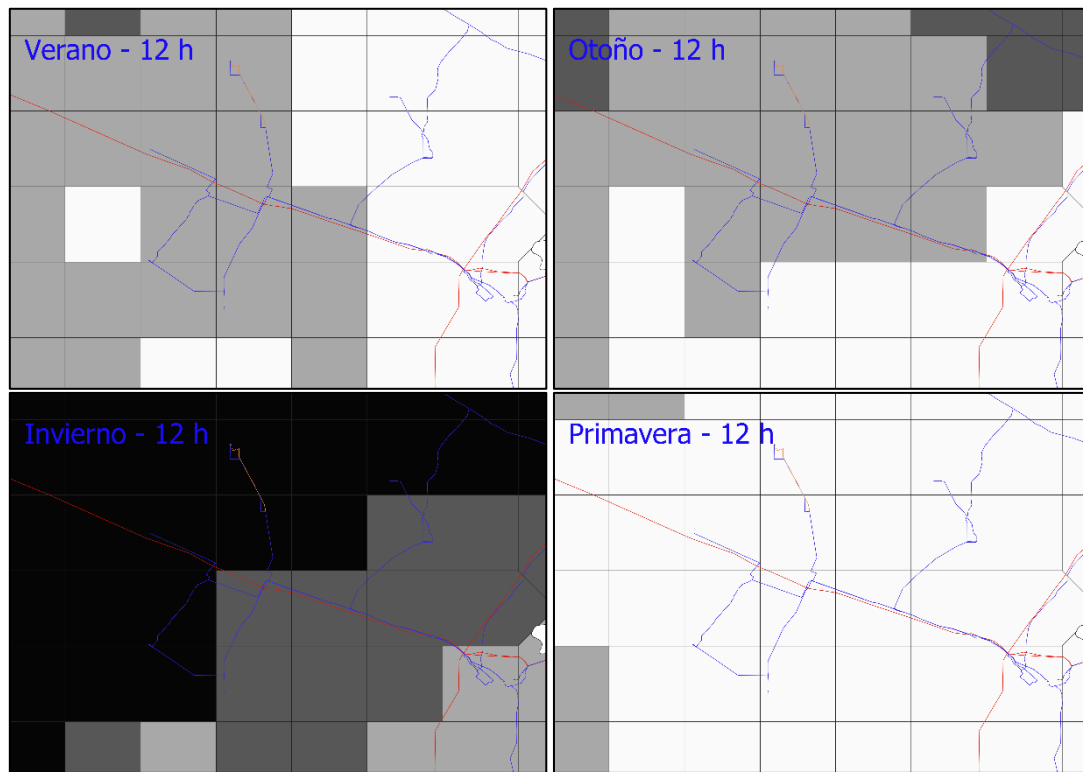


Figura 7-8: Resultados de consistencia temporal superpuestos con el sistema eléctrico de interés

A partir de estos resultados, uno espera que los resultados del error entre la “verdadera” capacidad de la línea en relación con la que se calcula a partir de la otra sea menor en invierno y máximo en primavera a las 12 h. Esto se puede corroborar en las siguientes gráficas, donde se muestra la distribución del error por hora y por estación.

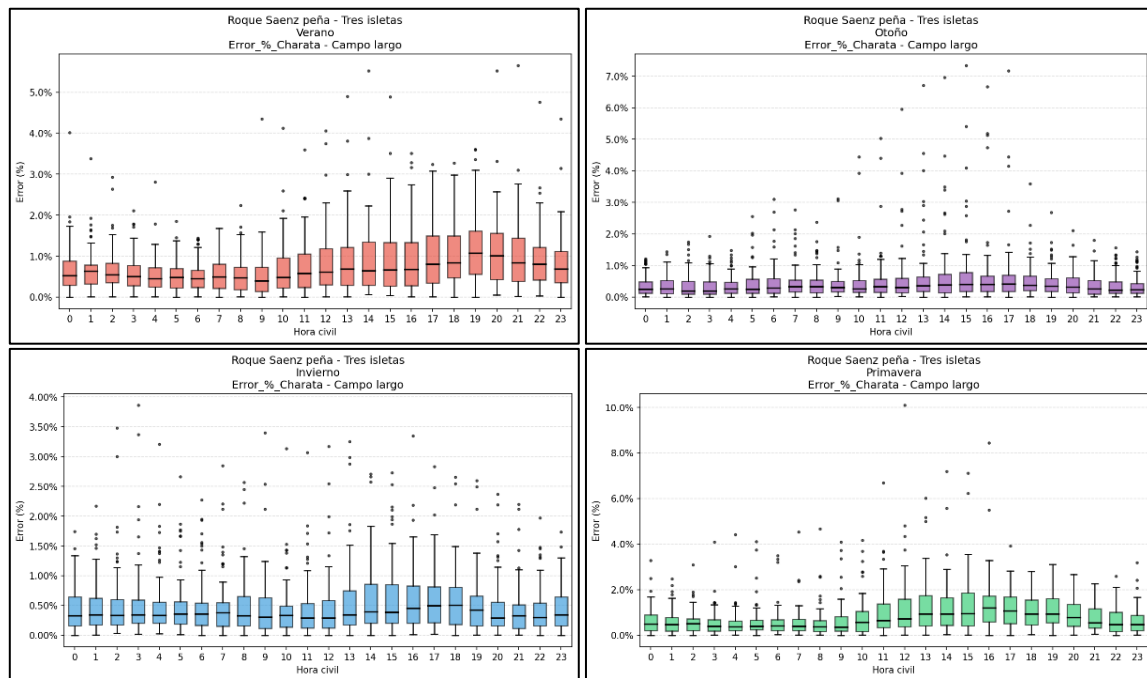


Figura 7-9: Dispersión del error en diferentes estaciones del año | Línea Sáenz Peña – Tres Isletas en función de Charata – Campo Largo

Al prestar atención a las escalas y a la distribución de los errores en la hora 12 de cada estación, se puede ver que la estación con mayor error coincide con la estación con menor estabilidad (primavera). Lo inverso también es válido, siendo el invierno la estación con los menores errores. Al mismo tiempo, se puede ver esto mismo al invertir los roles de las líneas, como se muestra a continuación.

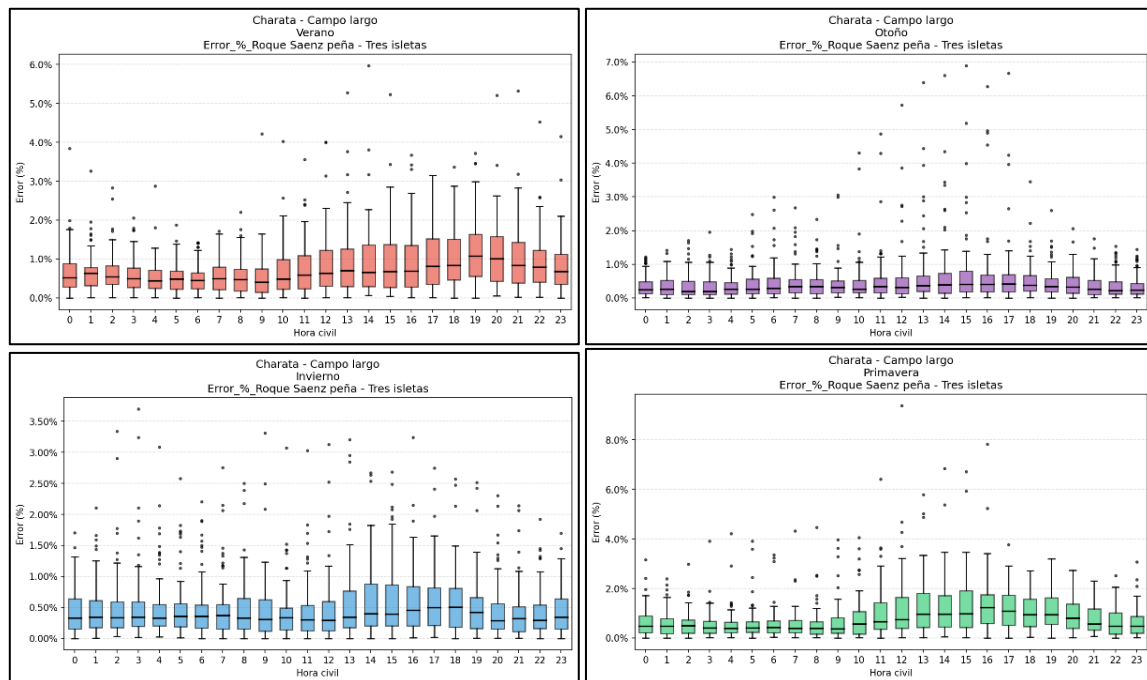


Figura 7-10: Dispersión del error en diferentes estaciones del año | Línea Charata – Campo Largo en función de Sáenz Peña – Tres Isletas

Como se puede ver, las distribuciones en este caso son muy parecidas, variando ligeramente los valores máximos. Debido a esto, no se parecía que una de las dos líneas resulte un mejor punto de medición que la otra, dado que la de menor error varía según la estación.

La metodología de procesamiento estadístico de estos resultados mostrada aquí es una de muchas posibles, pudiéndose usar otros indicadores para tomar decisiones de donde instalar un sistema de medición. Por ejemplo, el error como se calcula aquí no muestra si las diferencias entre la capacidad calculada y la “real” son positivas o negativas, es decir, conservador o riesgoso. Para esto, se podría complementar el análisis con el Ratio, es decir:

$$Ratio = \frac{I_{\max_x}}{I_{\max_i}}$$

Donde,

- $Ratio = 1 \rightarrow Exacto$
- $Ratio < 1 \rightarrow Conservador$
- $Ratio > 1 \rightarrow Riesgoso$

Con este indicador, el operador de la red puede definir márgenes de seguridad para las capacidades calculadas con mayor seguridad, pudiéndose explotar aún más las capacidades de las líneas si así se necesitase.

8. Análisis económico sobre el caso práctico en Argentina

Como se explica previamente, la metodología propuesta busca identificar áreas en donde se pueden agrupar un conjunto de líneas e incrementarles su capacidad de transmisión a partir de una única medición de variables ambientales, en nuestro caso, la temperatura. Gracias a esto, resulta posible aumentar la explotación de los elementos de transmisión existentes, posponiendo obras costosas, como una nueva línea, y reemplazarlas por la aplicación de soluciones del tipo DLR o similares.

Para evidenciar este beneficio económico, en este capítulo se toma un grupo de líneas de Argentina analizado previamente, ubicadas en la región NEA, y se valoriza la energía adicional que se puede extraer de dicha área al aplicar las ecuaciones CIGRE 738 de forma dinámica. Para hacer esto, se toman las “mediciones” vistas por una de las líneas, similar como se mostró en el capítulo anterior, utilizando el registro de mediciones satelitales disponible en la plataforma PVGIS.

En particular, dada la gran presencia de recurso solar en la zona en estudio, se crean múltiples parques fotovoltaicos hipotéticos ubicados sobre corredores radiales del sistema de 132 kV del NEA. El objetivo de esto es, simulando la operación típica de la zona, mostrar cuanta energía adicional se puede extraer de esta parte del sistema al aplicar un ajuste horario a la capacidad térmica de las líneas en función de los registros de temperatura. Luego, se valoriza dicha energía en función del costo variable típico del sistema en las horas de interés.

Primero, se definen las líneas que se toman para el estudio y las subestaciones donde se supone la presencia de hipotéticos parques fotovoltaicos. Es importante aclarar que, para hacer este análisis, se presupone que la limitación a la exportación de estas líneas es la capacidad del conductor, no así alguno de sus elementos serie.

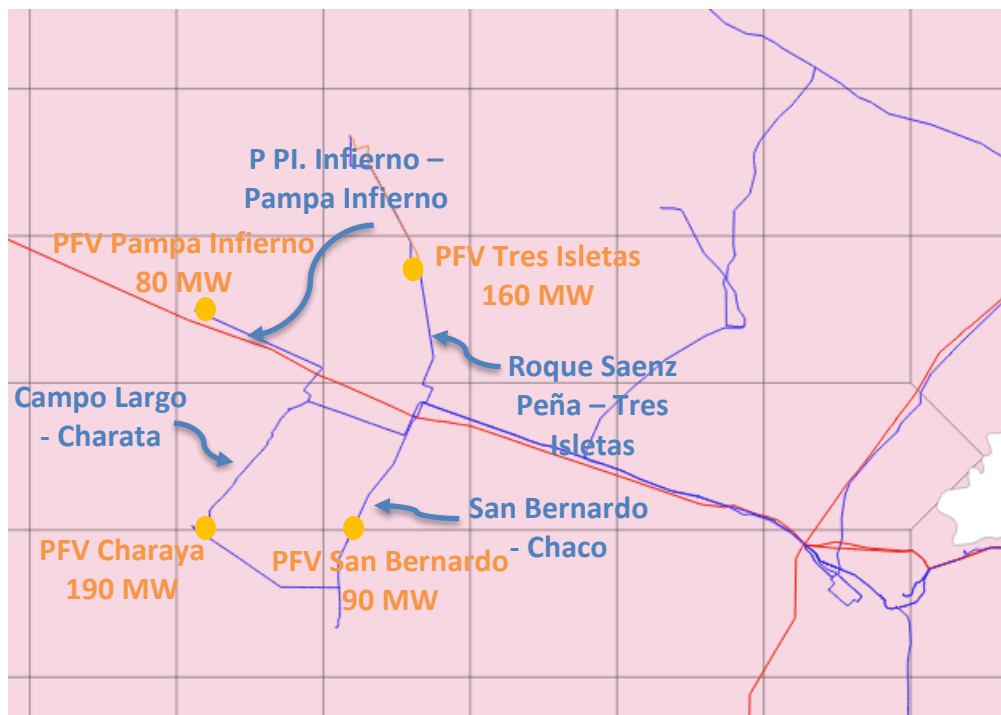


Figura 8-1: Líneas a analizar y parques fotovoltaicos hipotéticos

Sin embargo, en la actualidad, las subestaciones donde se plantean estos hipotéticos parques tienen otro tipo de instalaciones ya presentes, como demandas o centrales generadoras existentes. Por lo tanto, para hacer un análisis apropiado, se observa la Base de Datos emitida por CAMMESA, específicamente el escenario diurno de verano de 2025-2026, y se registra cual es el flujo neto típico por estos vínculos en las horas de interés. De este análisis, surgen los siguientes flujos neto base, de cada subestación hacia la S/E Chaco.

Subestación	Flujo neto por la línea bajo análisis
Charata	-6 MW
3 isletas	-36 MW
San Bernardo	22 MW
P PI Infierno	89 MW

Luego, resulta necesario caracterizar la operación de los parques fotovoltaicos durante un día. Para hacer esto, se extraen de la plataforma de CAMMESA los registros de 2 semanas del mes de enero del PFV Villa Angela, ubicado también en esta zona. A partir de

estos y de la potencia nominal del parque, se construye un vector de factores de carga a aplicar sobre los parques hipotéticos.

Hora del día	1-ene	2-ene	3-ene	4-ene	5-ene	6-ene	7-ene	8-ene	9-ene	10-ene	11-ene	12-ene	13-ene	14-ene	15-ene	Promedio	Factor de carga promedio (Pn =100 MW)
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
7	5	1	4	6	5	5	4	3	2	0	3	0	3	4	2	3,16	0,03
8	41	48	35	37	53	53	44	29	27	20	44	20	45	23	39	37,33	0,37
9	55	82	68	72	90	90	81	52	26	61	86	61	86	27	81	68,00	0,68
10	5	96	66	98	100	100	96	53	53	80	99	80	99	48	96	77,96	0,78
11	24	100	94	100	100	97	101	38	61	99	100	99	100	43	100	83,85	0,84
12	36	100	98	100	100	99	101	27	61	99	100	99	100	55	100	85,09	0,85
13	65	100	82	100	100	100	87	47	79	99	100	99	100	39	100	86,50	0,87
14	87	98	98	100	100	100	86	9	74	99	100	99	100	48	97	86,40	0,86
15	100	92	100	100	100	99	60	15	84	99	100	99	100	44	98	86,06	0,86
16	100	93	100	100	100	100	69	26	75	99	100	99	100	84	98	89,54	0,90
17	96	97	99	100	100	99	75	15	84	98	99	98	99	97	96	90,18	0,90
18	86	86	87	92	92	88	58	36	71	88	91	88	90	86	86	81,57	0,82
19	54	55	55	59	60	57	32	15	53	58	61	58	61	55	57	52,67	0,53
20	10	11	11	12	12	11	8	3	12	12	13	12	8	11	13	10,51	0,11
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,03	0,00
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00

Como se puede ver, la operación de estos parques resulta relevante entre las 07:00 h y las 19:00 h, respetando el comportamiento habitual de un parque fotovoltaico. Si bien nuestro caso de estudio se centra en un área caracterizada por su recurso solar, si el análisis se efectuara en una región con buen recurso eólico, la cantidad de horas en las cuales se puede explotar la capacidad adicional del sistema de transmisión aumenta sustancialmente, extendiéndose a las horas de la noche, cuando las temperaturas suelen ser más bajas y la capacidad del conductor se ve muy beneficiada.

Siguiendo una metodología similar, se calcula la capacidad térmica de las 4 líneas bajo análisis mediante el registro de temperatura “visto” por LT 1x132 kV San Bernardo – Chaco, siguiendo la metodología explicada en el capítulo anterior. En particular, se toman los registros correspondientes al mes de enero, siendo estos coincidentes con los registros para calcular los factores de carga. Finalmente, luego de este proceso, se aplica un margen de seguridad del 5% de la capacidad térmica calculada, en línea con lo mostrado en el capítulo anterior, siendo este un criterio conservador.

Hora del día	Capacidad promedio del mes de enero [MVA]			
	LT 1x132 kV Campo Largo - Charata $P_{est}=137$ MVA	LT 1x132 kV San Bernardo - Chaco $P_{est}=95$ MVA	LT 1x132 kV R. Saenz Peña - Tres Isletas $P_{est}=95$ MVA	LT 1x132 kV P. Pl. Infierno - Pampa Infierno $P_{est}=137$ MVA
7	175	111	111	175
8	170	108	108	170
9	164	104	104	164
10	159	101	101	159
11	155	99	99	155
12	152	97	97	152
13	151	96	96	151
14	152	96	96	151
15	154	98	98	154
16	157	99	99	156
17	160	101	101	160
18	166	104	104	166
19	168	105	105	168
20	170	107	107	170

Ahora, con el neto base de cada subestación definido, con la operación de los PFV hipotéticos caracterizada con un factor de carga y con las capacidades de las 4 líneas calculadas en función del registro “visto” por la LT 1x132 kV San Bernardo – Chaco (siguiendo la metodología del capítulo anterior), se puede estimar cuanta potencia adicional se puede extraer de estas 4 subestaciones.

En las siguientes figuras, se muestra el flujo por estas líneas bajo los supuestos mencionados previamente, contrastándolo con sus capacidades nominales y con la capacidad térmica afectada por la temperatura. Como se puede ver, la afectación por la temperatura permite evacuar más potencia por estas líneas en todas las horas, particularmente al principio y final del día. En particular, la ventaja energética que se puede obtener gracias a esto corresponde al área que se encuentra entre la curva verde y el menor valor entre la naranja y la azul. En un día promedio de verano, dicha diferencia se muestra en la siguiente tabla. Dadas las características intrínsecas de cada conductor, las mayores ventajas se presentan en las líneas Campo Largo – Charata y P. Pl. Infierno – Pampa Infierno, los cuales cuentan con conductores de mayor sección.

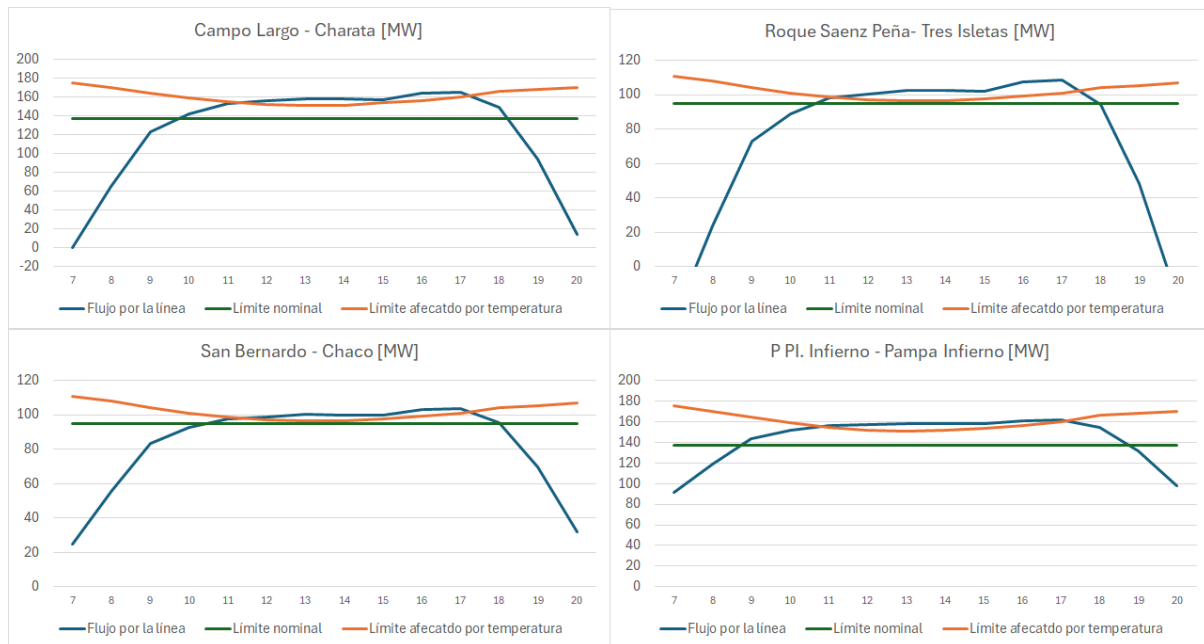


Figura 8-2: Flujo estimado por las líneas bajo análisis

Hora del día	Diferencia energética gracia a la afectación por temperatura [MWh]			
	LT 1x132 kV Campo Largo - Charata	LT 1x132 kV San Bernardo - Chaco	LT 1x132 kV R. Saenz Peña - Tres Isletas	LT 1x132 kV P PI. Infierno - Pampa Infierno
7	0,000	0,000	0,000	0,000
8	0,000	0,000	0,000	0,000
9	0,000	0,000	0,000	6,503
10	5,132	0,000	0,000	14,471
11	16,317	3,162	2,666	17,594
12	14,994	1,952	1,974	14,925
13	13,986	1,274	1,294	13,920
14	14,533	1,462	1,482	14,471
15	16,678	2,563	2,579	16,623
16	19,541	4,072	4,085	19,495
17	23,204	6,097	6,105	23,169
18	11,976	0,000	0,610	17,353
19	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,000	0,000	0,000	0,000

Finalmente, para valorizar esta diferencia energética, se toma el registro horario del “Costo Marginal Operado” de la plataforma de CAMMESA para las mismas fechas que el registro de generación mostrado previamente y se calcula un promedio horario, al igual que antes. La razón por la cual se toma este valor para monetizar esta diferencia energética es que, en cualquier dado momento, esta reemplazaría potencia despachada de la unidad generadora que se encuentra marginando, es decir, definiendo el precio de la energía.

Para estas dos semanas del último enero, el Costo Marginal Operado fue el siguiente.

Hora del día	Costo Marginal Operado (ARS)															
	1-ene	2-ene	3-ene	4-ene	5-ene	6-ene	7-ene	8-ene	9-ene	10-ene	11-ene	12-ene	13-ene	14-ene	15-ene	Promedio
1	\$ 33.896	\$ 51.011	\$ 55.581	\$ 30.498	\$ 46.033	\$ 47.715	\$ 57.155	\$ 49.639	\$ 47.550	\$ 45.724	\$ 48.014	\$ 71.431	\$ 63.220	\$ 73.666	\$ 127.134	\$ 56.551
2	\$ 49.281	\$ 51.011	\$ 49.639	\$ 30.498	\$ 29.883	\$ 47.715	\$ 49.639	\$ 49.639	\$ 47.550	\$ 45.724	\$ 47.395	\$ 71.431	\$ 63.220	\$ 57.170	\$ 127.134	\$ 54.462
3	\$ 49.468	\$ 51.011	\$ 49.639	\$ 30.498	\$ 29.883	\$ 47.380	\$ 47.695	\$ 47.395	\$ 49.639	\$ 45.724	\$ 45.316	\$ 52.558	\$ 48.820	\$ 52.742	\$ 127.134	\$ 51.660
4	\$ 51.730	\$ 48.654	\$ 48.367	\$ 47.029	\$ 29.883	\$ 45.322	\$ 47.695	\$ 47.395	\$ 56.265	\$ 45.375	\$ 30.109	\$ 50.356	\$ 47.628	\$ 52.742	\$ 127.134	\$ 51.712
5	\$ 51.730	\$ 48.654	\$ 48.367	\$ 47.029	\$ 29.883	\$ 44.101	\$ 49.639	\$ 47.351	\$ 56.265	\$ 45.375	\$ 30.109	\$ 31.663	\$ 47.628	\$ 46.803	\$ 127.134	\$ 50.115
6	\$ 46.046	\$ 46.155	\$ 44.925	\$ 30.679	\$ 30.106	\$ 30.888	\$ 49.639	\$ 45.645	\$ 46.742	\$ 30.369	\$ 30.564	\$ 31.625	\$ 47.628	\$ 44.024	\$ 73.475	\$ 41.901
7	\$ 33.901	\$ 49.015	\$ 30.118	\$ 30.679	\$ 30.106	\$ 30.888	\$ 49.368	\$ 31.883	\$ 46.742	\$ 30.369	\$ 30.564	\$ 40.133	\$ 47.628	\$ 44.024	\$ 71.271	\$ 39.779
8	\$ 33.901	\$ 49.015	\$ 30.118	\$ 30.679	\$ 30.106	\$ 30.888	\$ 47.530	\$ 47.166	\$ 47.597	\$ 46.248	\$ 30.564	\$ 48.093	\$ 48.196	\$ 48.976	\$ 128.740	\$ 54.521
9	\$ 33.901	\$ 49.015	\$ 30.118	\$ 30.679	\$ 30.106	\$ 30.888	\$ 47.530	\$ 47.395	\$ 48.980	\$ 46.248	\$ 30.564	\$ 48.093	\$ 57.581	\$ 64.394	\$ 128.740	\$ 48.282
10	\$ 33.901	\$ 49.015	\$ 30.118	\$ 30.679	\$ 30.106	\$ 46.215	\$ 49.014	\$ 49.127	\$ 49.639	\$ 48.014	\$ 30.564	\$ 51.851	\$ 58.669	\$ 78.866	\$ 128.740	\$ 50.968
11	\$ 49.285	\$ 49.015	\$ 30.118	\$ 30.679	\$ 46.535	\$ 47.541	\$ 49.014	\$ 49.127	\$ 52.246	\$ 48.014	\$ 50.320	\$ 57.871	\$ 63.617	\$ 78.866	\$ 128.740	\$ 55.399
12	\$ 51.791	\$ 49.015	\$ 30.118	\$ 30.679	\$ 48.759	\$ 47.617	\$ 49.014	\$ 51.544	\$ 52.246	\$ 49.124	\$ 66.544	\$ 73.639	\$ 63.617	\$ 83.278	\$ 128.740	\$ 58.382
13	\$ 54.728	\$ 49.015	\$ 30.118	\$ 46.453	\$ 52.034	\$ 48.631	\$ 49.639	\$ 51.544	\$ 52.246	\$ 49.124	\$ 70.063	\$ 73.639	\$ 63.617	\$ 88.348	\$ 128.740	\$ 60.529
14	\$ 54.728	\$ 49.535	\$ 30.118	\$ 46.453	\$ 52.034	\$ 55.597	\$ 51.568	\$ 51.544	\$ 52.246	\$ 49.124	\$ 70.063	\$ 73.639	\$ 71.377	\$ 113.393	\$ 128.740	\$ 63.344
15	\$ 54.728	\$ 52.569	\$ 30.118	\$ 46.453	\$ 52.034	\$ 61.511	\$ 51.568	\$ 47.486	\$ 48.840	\$ 47.602	\$ 71.195	\$ 76.549	\$ 71.377	\$ 129.006	\$ 128.740	\$ 64.652
16	\$ 56.653	\$ 52.569	\$ 30.118	\$ 46.453	\$ 52.034	\$ 50.109	\$ 51.568	\$ 47.486	\$ 48.014	\$ 47.602	\$ 71.195	\$ 77.021	\$ 71.377	\$ 129.006	\$ 128.740	\$ 63.996
17	\$ 56.898	\$ 52.569	\$ 30.118	\$ 46.453	\$ 52.034	\$ 50.109	\$ 57.912	\$ 47.486	\$ 48.014	\$ 48.580	\$ 67.466	\$ 77.021	\$ 76.491	\$ 129.006	\$ 128.740	\$ 64.593
18	\$ 56.898	\$ 52.569	\$ 30.118	\$ 46.453	\$ 52.034	\$ 49.928	\$ 51.568	\$ 47.486	\$ 48.014	\$ 48.580	\$ 67.466	\$ 77.021	\$ 76.491	\$ 76.426	\$ 128.740	\$ 60.653
19	\$ 57.067	\$ 54.730	\$ 30.785	\$ 47.563	\$ 52.030	\$ 49.041	\$ 47.412	\$ 47.099	\$ 49.639	\$ 49.094	\$ 68.030	\$ 76.634	\$ 76.194	\$ 77.487	\$ 128.724	\$ 60.769
20	\$ 57.067	\$ 54.730	\$ 30.785	\$ 48.712	\$ 55.748	\$ 49.639	\$ 47.465	\$ 47.355	\$ 49.639	\$ 49.692	\$ 68.030	\$ 76.299	\$ 76.194	\$ 77.487	\$ 128.724	\$ 61.171
21	\$ 65.969	\$ 61.353	\$ 46.231	\$ 48.712	\$ 67.204	\$ 61.533	\$ 49.639	\$ 47.395	\$ 49.639	\$ 49.692	\$ 70.735	\$ 76.299	\$ 76.194	\$ 77.487	\$ 128.724	\$ 65.120
22	\$ 60.990	\$ 61.353	\$ 46.231	\$ 48.014	\$ 55.748	\$ 61.533	\$ 49.639	\$ 47.395	\$ 47.895	\$ 49.094	\$ 70.735	\$ 76.299	\$ 76.194	\$ 128.707	\$ 128.724	\$ 67.237
23	\$ 54.717	\$ 61.353	\$ 30.785	\$ 47.563	\$ 47.844	\$ 58.132	\$ 49.639	\$ 47.395	\$ 47.895	\$ 48.393	\$ 70.735	\$ 76.299	\$ 76.194	\$ 128.707	\$ 128.724	\$ 64.958
24	\$ 52.271	\$ 55.993	\$ 30.705	\$ 47.395	\$ 47.763	\$ 55.048	\$ 49.639	\$ 47.395	\$ 46.027	\$ 48.439	\$ 70.010	\$ 76.838	\$ 76.853	\$ 127.805	\$ 127.134	\$ 63.954

De esta manera, al multiplicar el valor promedio de la energía con la diferencia detallada previamente, hora a hora, se obtiene el siguiente beneficio económico diario gracias a la afectación por la temperatura a la capacidad térmica de las líneas bajo análisis.

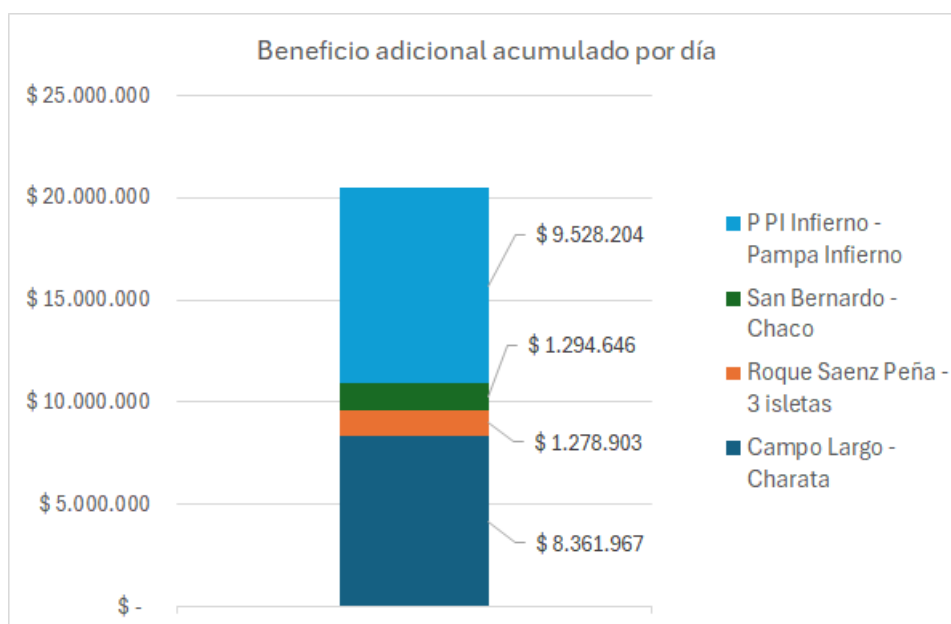


Figura 8-3: Beneficio diario acumulado por la afectación por la temperatura a las 4 líneas bajo análisis

Como se puede ver, al aplicarle este esquema de operación a estas 4 líneas, el potencial beneficio económico para estos 4 hipotéticos parques fotovoltaicos es, aproximadamente, de 20 millones de pesos diarios, siendo la gran mayoría de estos gracias a las dos líneas de mayor capacidad. Al mismo tiempo, esto también confirma la conclusión previa de que, cuantas más líneas pueden ser afectadas por un valor (un único instrumento de medición), más redituable resulta esta metodología de operación.

9. Conclusiones y reflexiones finales

En todo el mundo, los sistemas de transmisión se encuentran constantemente evolucionando, adaptándose a las necesidades de la demanda y buscando formas de optimizar los recursos energéticos que las abastecen. Sin embargo, en la realidad, los tiempos de planificación y ejecución que conllevan las obras asociadas al crecimiento de estos sistemas es prolongado, siendo habitual que la infraestructura existente alcance sus límites operativos aceptables antes de la puesta en servicio de los refuerzos proyectados.

Más aún, en el caso de las centrales de generación renovables, ya sean parque eólicos o fotovoltaicos, sus tiempos de ejecución y puesta en servicio suelen ser relativamente acotados. Por lo tanto, dejar estas ejecuciones pausadas o severamente restringidas debido a las limitaciones del sistema de transmisión que las rodea, conlleva un desperdicio de oportunidad considerable, particularmente si los recursos solares o eólicos son provechosos, como así lo son el norte y sur de Argentina, respectivamente.

Para infraestructura existente, cuando se observan limitaciones en la capacidad de transmisión de un sistema, estas pueden ser de diferente naturaleza: Estabilidad angular, estabilidad/control de tensión, capacidad de elementos serie (transformadores de corriente, compensación serie, interruptores, etc.), capacidades de transformadores de poder, entre otras. Sin embargo, en el caso de sistemas de alta tensión con líneas no muy extensas, la limitación más frecuente resulta ser la capacidad térmica de los conductores que conforman a dichas líneas.

Históricamente, los operadores de sistemas eléctricos de potencia definen los límites térmicos de los conductores siguiendo las fórmulas definidas en la IEEE 738 o CIGRE 601, bajo una serie de supuestos estándar, tales como la velocidad del viento, los factores de emisividad y absorción, datos geográficos, entre otros. También, toman en cuenta características intrínsecas del conductor en cuestión, como su geometría y sus resistencias eléctricas.

Finalmente, queda el supuesto de la temperatura, para la cual siempre se toman valores conservadores para la región, con el objetivo de preservar la integridad del

elemento de transmisión. Sin embargo, en la realidad, este factor ambiental está en constante cambio, no solo de forma estacional, sino también de forma diaria. No solo esto, en algunos lugares del mundo, como lo son diversas regiones de la Argentina, la amplitud térmica en 24 horas es enorme. Por estas razones, gracias a que las ecuaciones de capacidad térmica son sensibles al factor de temperatura ambiente, las líneas de transmisión suelen operar de forma subóptima, dejando parte de su capacidad de transmisión real sin aprovechar a consecuencia de este “criterio de seguridad”.

Para darle uso a esta capacidad “extra”, existen diferentes tipos de estrategias como, por ejemplo, las soluciones del tipo DLR (Dynamic Line Rating), cuyo objetivo es tomar mediciones “in situ” de tal manera que se tenga mayor precisión del límite real del conductor bajo análisis. Una de las formas de aplicar esta tecnología es a través de estaciones meteorológicas, calculando la capacidad del conductor a partir de sus datos característicos y de las condiciones ambientales censadas.

En este sentido, el objetivo de este desarrollo fue proponer una metodología que permita identificar áreas donde una única medición puede ser extrapolada a un grupo amplio de líneas, de tal manera de minimizar la inversión y facilitar la gestión de información que se debe comunicar hacia el centro de control.

Con este objetivo, se implementan índices estadísticos espaciales, los cuales permiten describir el comportamiento espacial de un fenómeno, proveyendo información útil y práctica para la toma de decisiones. Este tipo de indicadores son ampliamente utilizados en áreas como marketing, pero también sirven para estudiar fenómenos naturales, como es de interés en este desarrollo.

En particular, en este proyecto se propone la implementación del índice LISA, el cual permite grupos de puntos que tienen comportamientos similares o “autocorrelación” en un dado instante de tiempo, mostrando los resultados de forma visual a través de “box maps” y mediante un valor numérico que cuantifica el grado de relación de cada punto con su entorno. Esto último permite discretizar el grado de relación, lo que hace posible crear

umbrales a partir de criterios propios y, así, formar regiones que con un comportamiento “estable” en el tiempo.

Para llevar a cabo un análisis de esta índole, es necesario contar con diferentes herramientas y datos de entrada que permitan estudiar la naturaleza de la temperatura en el área de interés de forma precisa y confiable. Los más importantes son:

- Un registro histórico de temperatura con diferentes puntos de medición sobre el área de interés, como así lo pueden ser los registros satelitales o las estaciones meteorológicas propias del operador de la red;
- Software para procesamiento de datos georreferenciados, como lo es el programa de código abierto QGIS;
- Una herramienta de análisis geoestadístico, como así lo es el software GeoDa.

Sobre estos tres puntos, se encontraron algunas conclusiones asociadas a su implementación en la metodología propuesta, las cuales se resumen a continuación:

- Cuanto más denso es el registro histórico de temperatura, tanto espacial como temporalmente, más certeros son los resultados. Es decir, cuantos más puntos de medición tenga el registro sobre el área de interés, y menores sean los intervalos de tiempo entre un censo y el siguiente, mayor será la confiabilidad de las conclusiones del método.
- Un software como QGIS resulta particularmente útil para construir los archivos georreferenciados de entrada que requieren las herramientas de análisis geoestadístico. Más aún, también son de gran ayuda para visualizar y procesar los resultados, especialmente si se cuenta con el detalle de la ubicación del sistema de transmisión sobre el cual se desea aplicar el análisis.
- Dado que el enfoque del presente desarrollo no es solo espacial, sino que también temporal, las herramientas estándar de análisis geoestadístico son imprácticas para el procesamiento de un extenso registro de datos en diferentes instantes de tiempo.

Para solventar este último aspecto, se desarrollaron herramientas propias en lenguaje Python. Estas, gracias a librerías públicas, siguen los mismos métodos de cálculos que herramientas como GeoDa, usando esta última para validar los resultados obtenidos. Luego de múltiples iteraciones de estas herramientas propias, fue posible alcanzar un grado de automatización práctico y efectivo, el cual permite dar procesamiento a los resultados en diferentes instancias, ya sea desde herramientas como QGIS o en hojas de cálculo.

A partir de la metodología desarrollada, esta fue aplicada sobre dos casos teóricos, uno ideal y otro aleatorio, como también así sobre un caso de estudio real, el territorio nacional argentino. En función de los resultados sobre casos teóricos, se pueden sacar algunas conclusiones que fueron luego corroboradas en el caso real:

- Los resultados finales pueden ser muy cambiante dependiendo de los criterios estadísticos adoptados como, por ejemplo, los umbrales para definir una autocorrelación positiva o la definición de “estabilidad” en el plano temporal. En este sentido, los criterios propuestos en este desarrollo tienden a ser conservadores, de tal manera de no dar falsas señales de autocorrelación persistente en el tiempo.
- La condición óptima para la aplicación de una única medición de temperatura en un grupo extenso de líneas se da cuando la variabilidad ambiental es baja y el sistema eléctrico es muy denso, es decir, existen múltiples líneas ubicadas en un área relativamente chica. En caso de que no se tengan estas dos condiciones, resulta preferible que el sistema eléctrico sea denso. Esto se debe a que, de existir subáreas pequeñas con elevada autocorrelación, a pesar de una gran variabilidad de temperatura, un gran número de líneas en un espacio acotado aumenta la probabilidad de que se puedan formar grupos suficientemente bien representados por una única medición.

Este último punto queda validado al aplicar esta metodología sobre el sistema de 132 kV del SADI, ubicado en la región del NEA (Noreste Argentino). A pesar de que el territorio nacional probó tener pocas zonas con una autocorrelación persistente en el tiempo, debido a la gran variabilidad que existe de forma espacial y temporal, el NEA resultó

ser un área relativamente extensa con resultados positivos. Sin embargo, dada la baja cantidad de líneas allí instaladas, como también su amplia extensión longitudinal por la región mencionada, hacen muy dificultoso que se puedan formar grupos numerosos de líneas que respondan a una única medición de temperatura con un bajo nivel de error en todo momento del año.

Sin embargo, para las pocas líneas que se pudo aplicar esta metodología, se corrobora que los niveles de error responden al comportamiento resaltado por el análisis estadístico espacio-temporal propuesto en este proyecto. De esta forma, se desprende que este método es aplicable y útil en regiones que resultan favorables para su implementación.

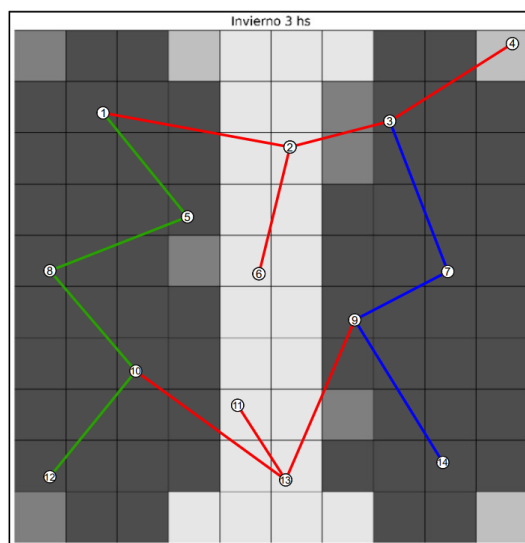
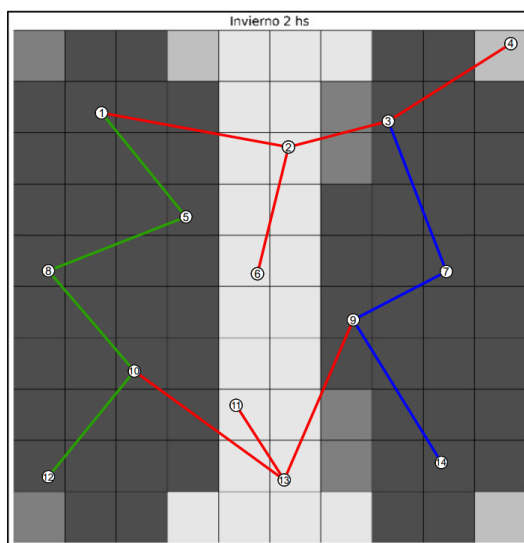
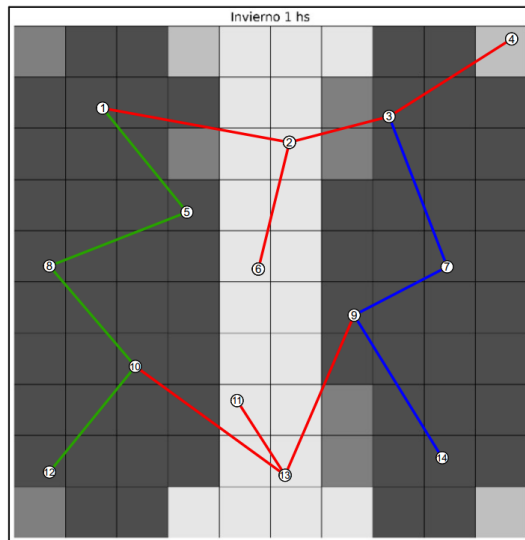
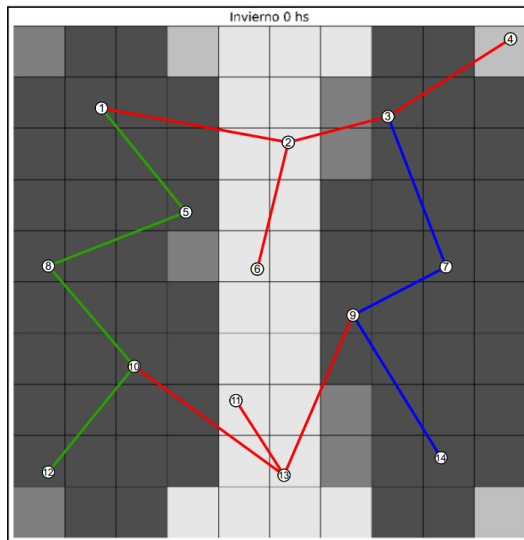
Más aún, se observa que la aplicación de este tipo de estrategias de operación sobre un grupo acotado de líneas puede resultar en réditos económicos importantes, dando uso de la capacidad de transmisión “desaprovechada” por los límites nominales definidos para estas. Gracias a esta capacidad extra, se podría postergar la ejecución de costosas obras de transmisión o, en la operación cotidiana, evitar la necesidad de despachar unidades más caras, reduciendo así el costo global de la energía.

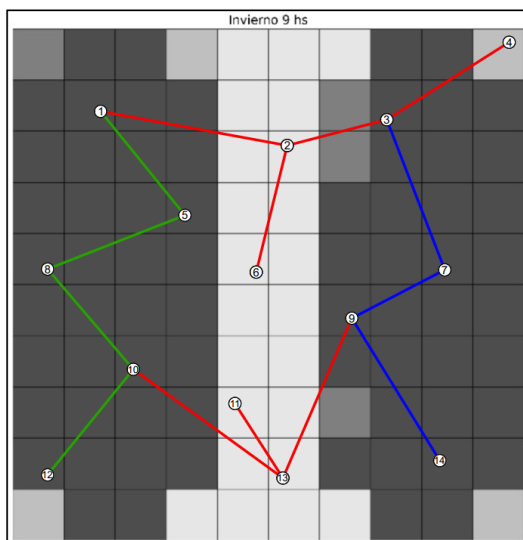
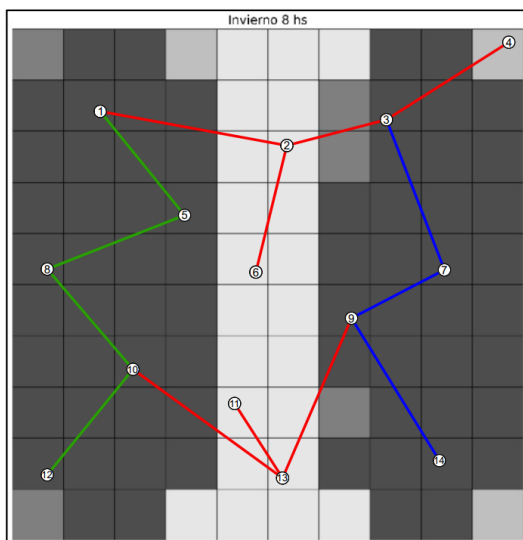
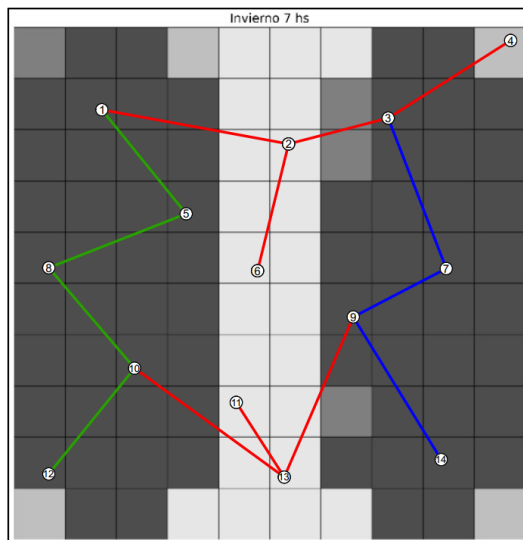
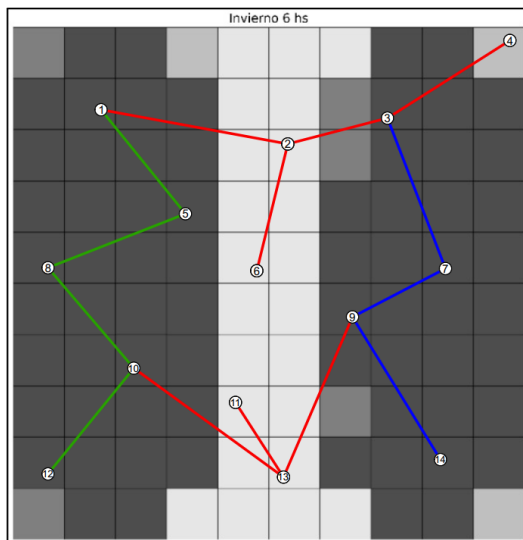
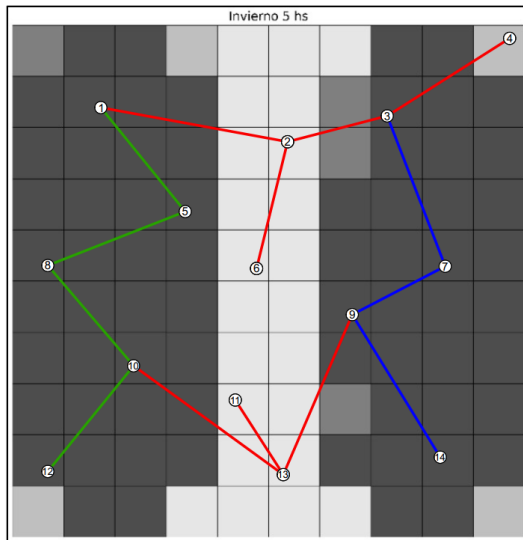
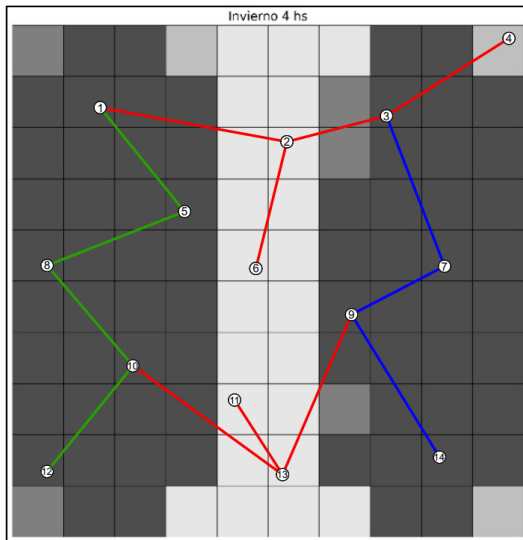
10. Bibliografía

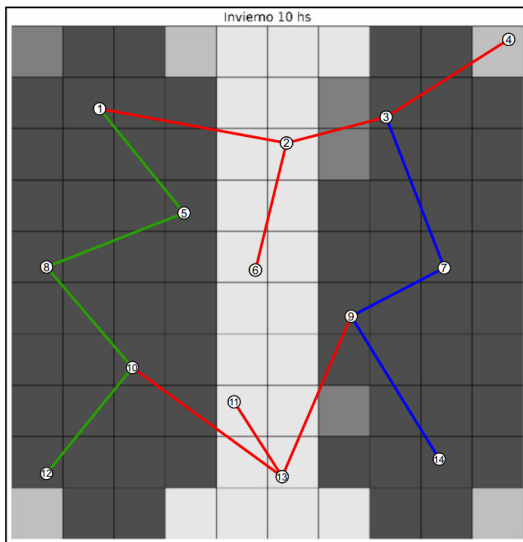
- [1] IEEE 738-2012 - Calculating Current-Temperature relationship of bare overheads conductors.
- [2] CIGRE Technical Brochure 601 - Guide for thermal rating calculation of overhead lines.
- [3] C. Chasco, G. Fernández-Avilés. (2009). "Análisis de datos espacio-temporales para la economía y el geomarketing". Netbiblo.
- [4] J. Herrera, V. Romani. (2020). "Optimización dinámica de la capacidad de transmisión en el SADI". EIE, FCEIA, UNR.
- [5] V. L. Borra. (2015). "Estadística Espacial. Muestreo y modelización para la aplicación en estudios socioeconómicos". UNR.
- [6] QGIS Development Team. (2024). QGIS Geographic Information System (Versión 3.34.10) [Software]. QGIS Association
- [7] GeoDa Team. (2003). GeoDa (Version 1.22) [Software]. GeoDa Center for Geospatial Analysis and Computation.
- [8] Registro satelital de temperaturas - Proyectos Sarah 2, PVGIS: <https://pvgis.com/es/descargas>
- [9] NumFocus (2025). Librería "GEOPANDAS" (Versión 1.1.1)
- [10] Guía de referencia del sistema de transporte – Transnea – Período 2021 – 2028.

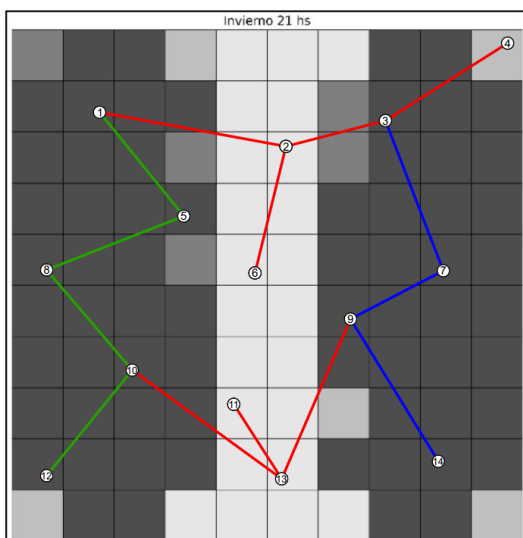
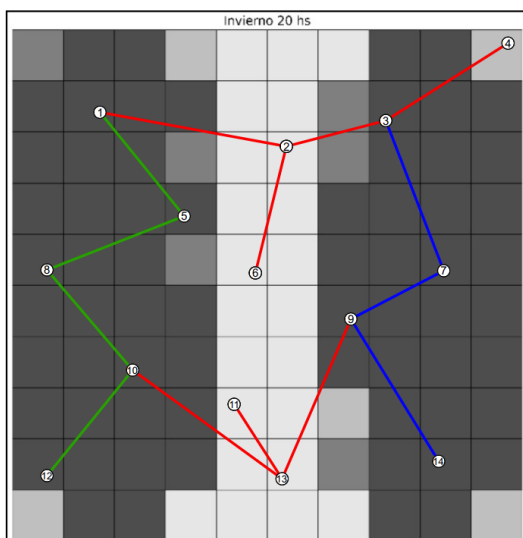
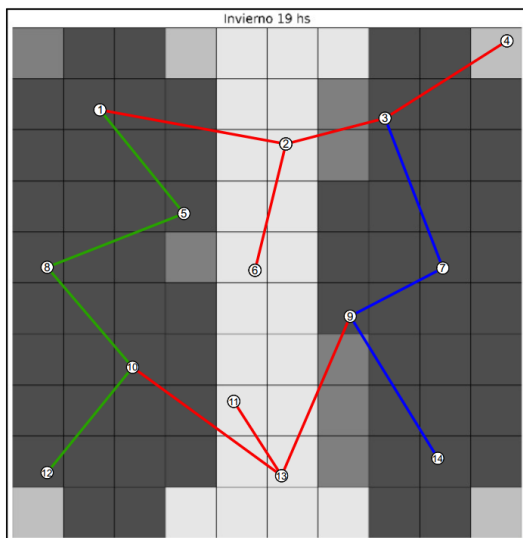
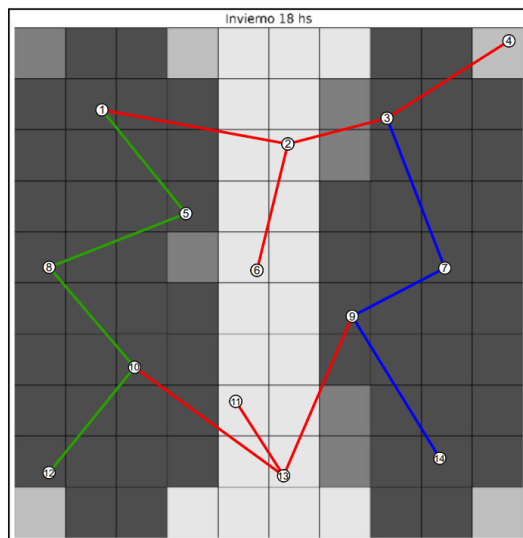
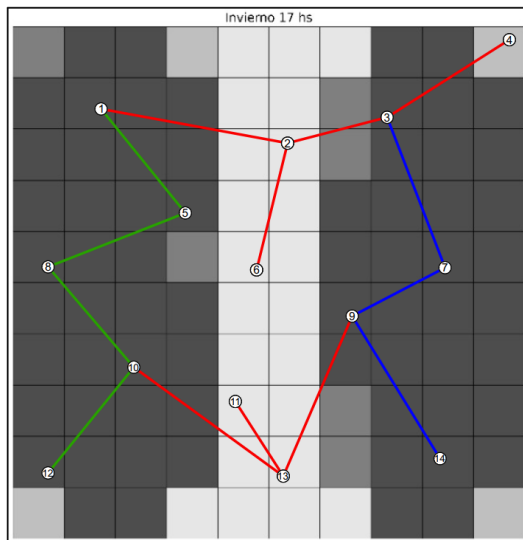
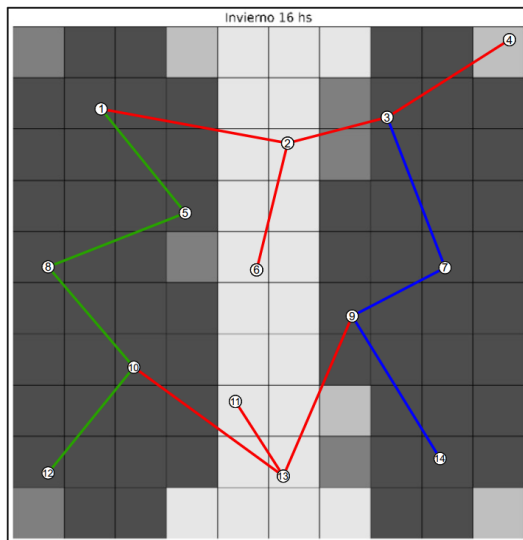
ANEXO "A"

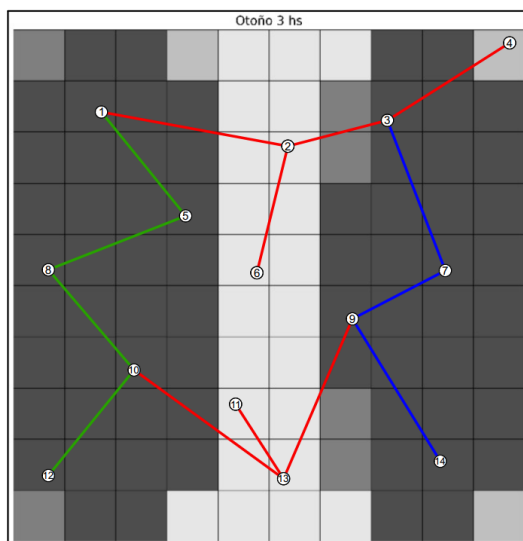
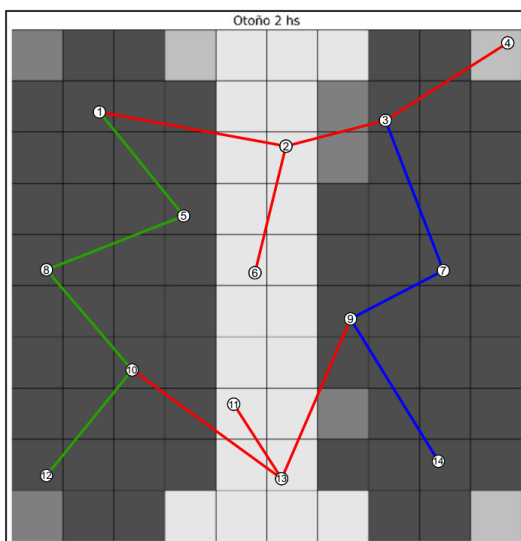
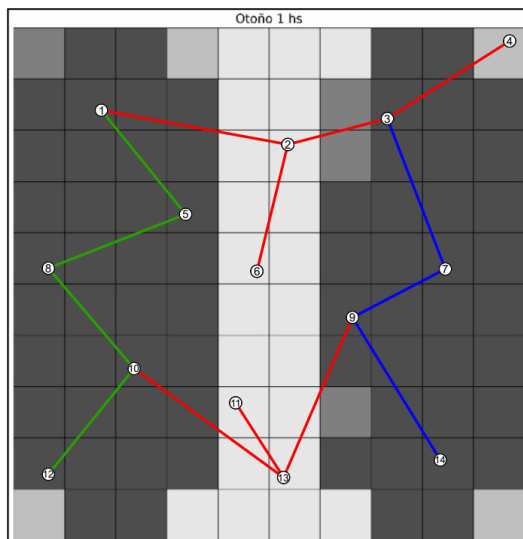
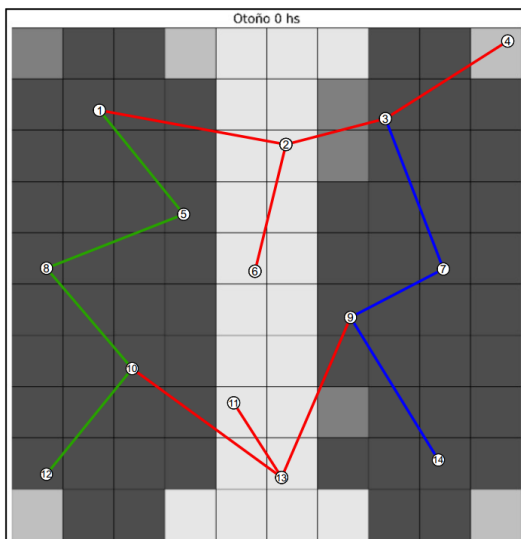
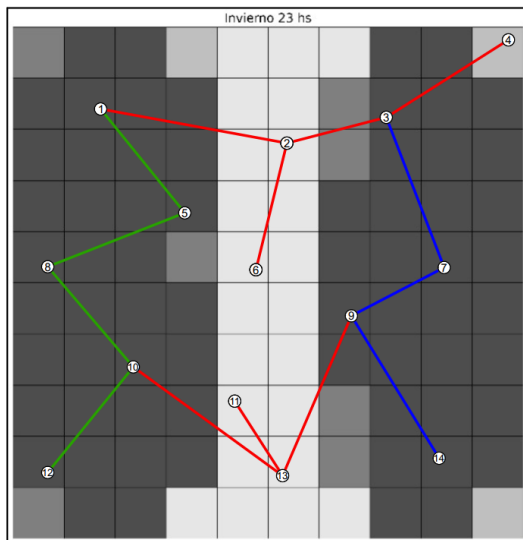
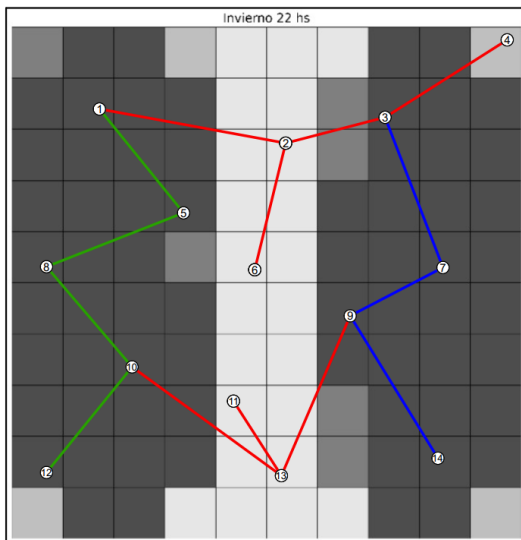
Se muestra a continuación las imágenes del caso teórico ideal para cada hora de cada estación del año.

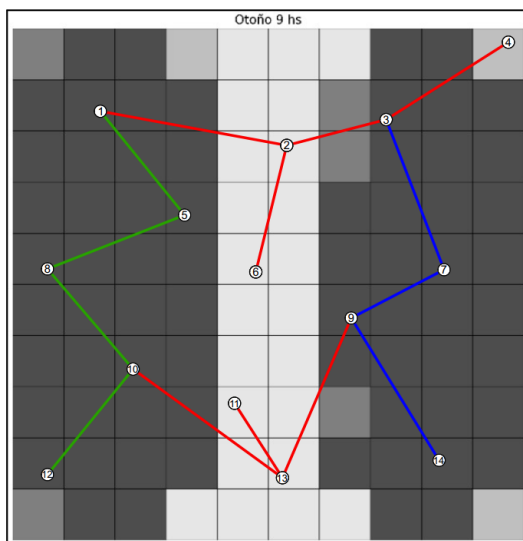
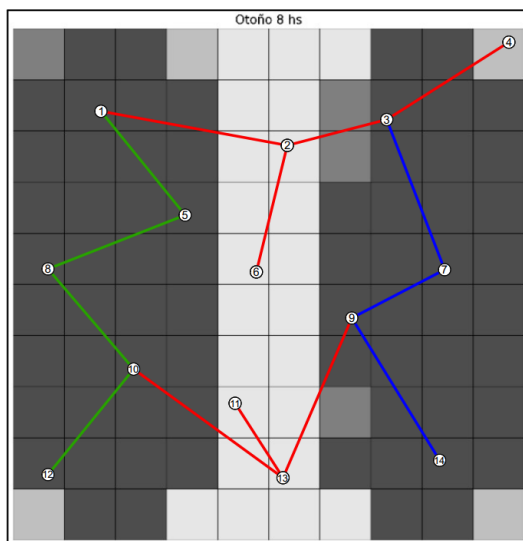
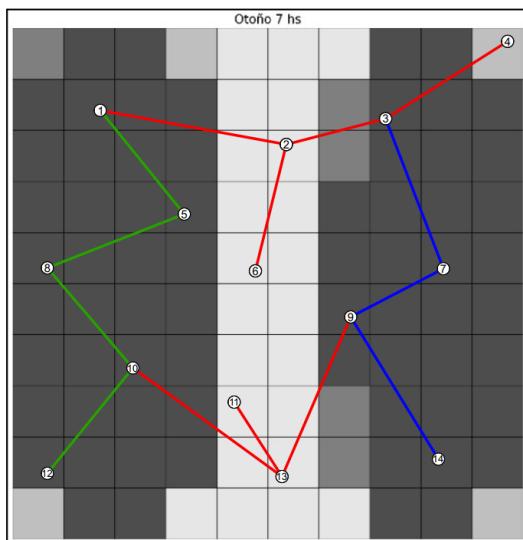
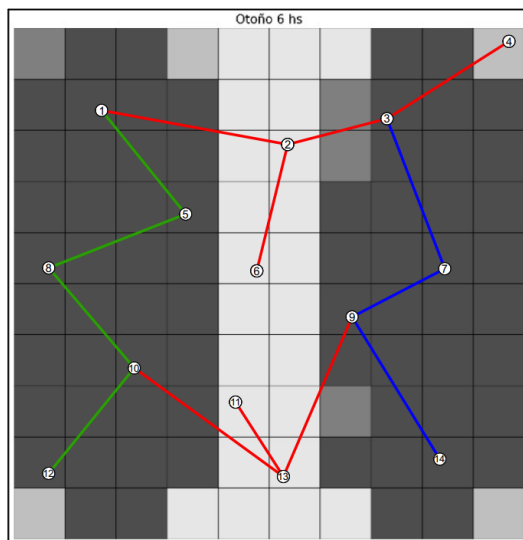
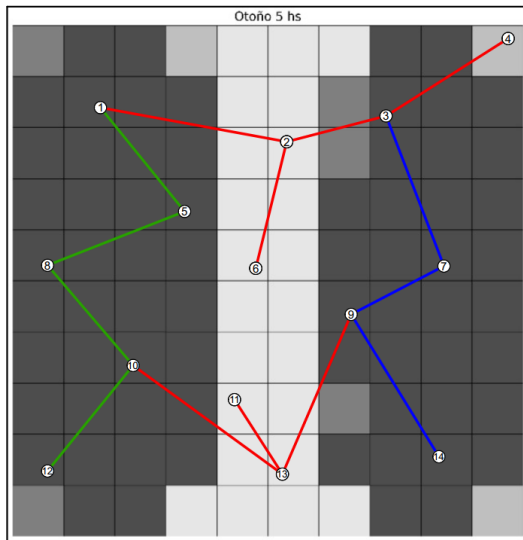
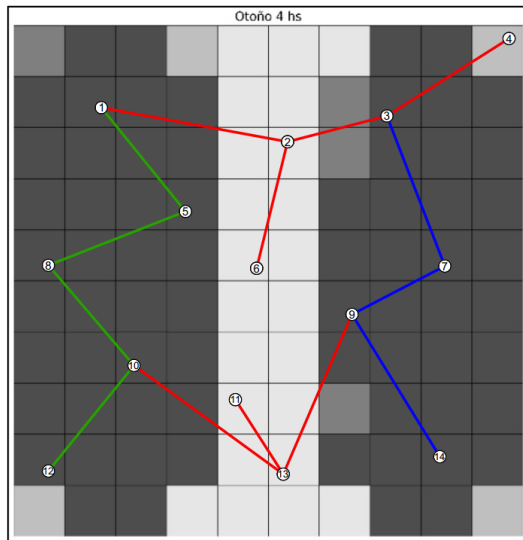


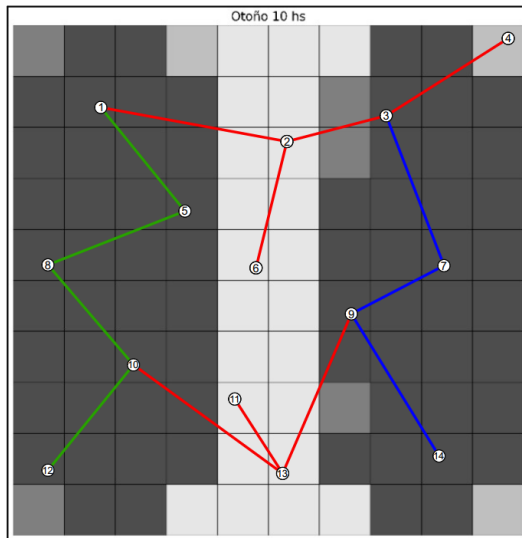


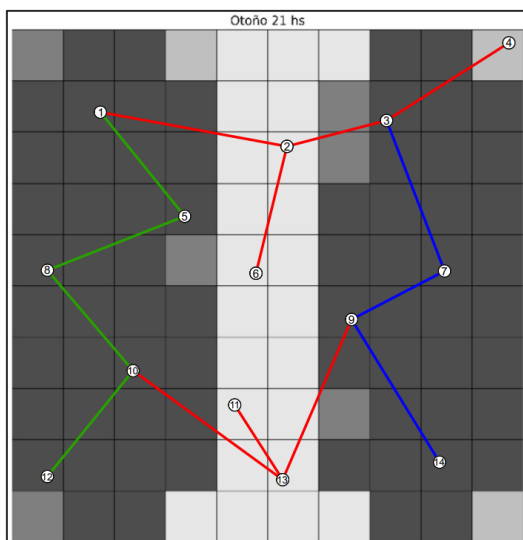
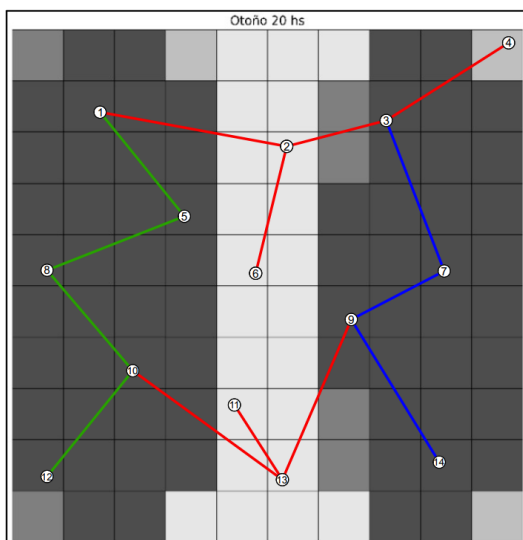
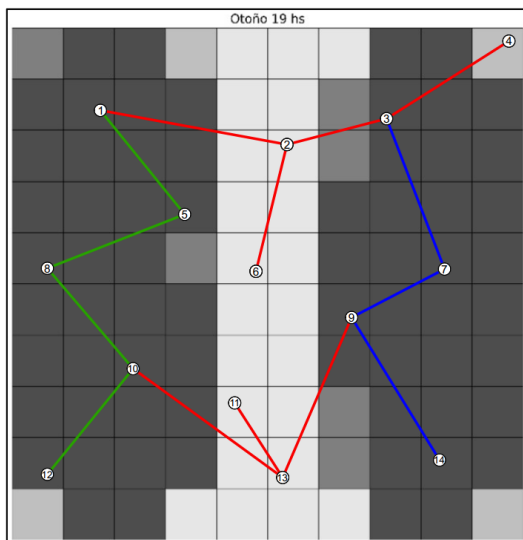
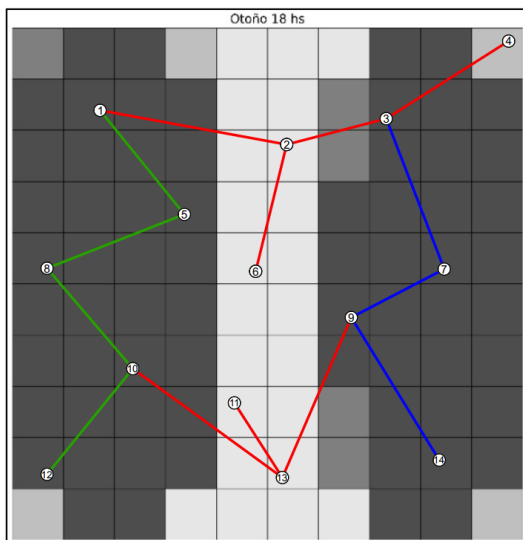
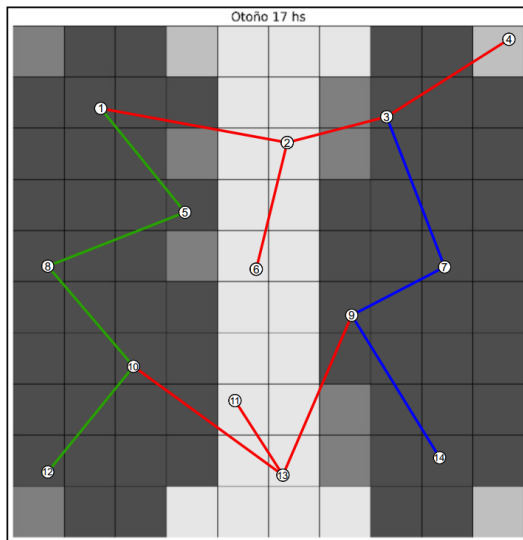
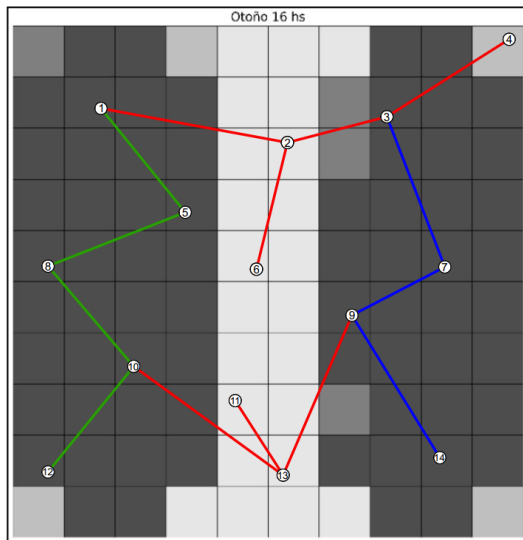


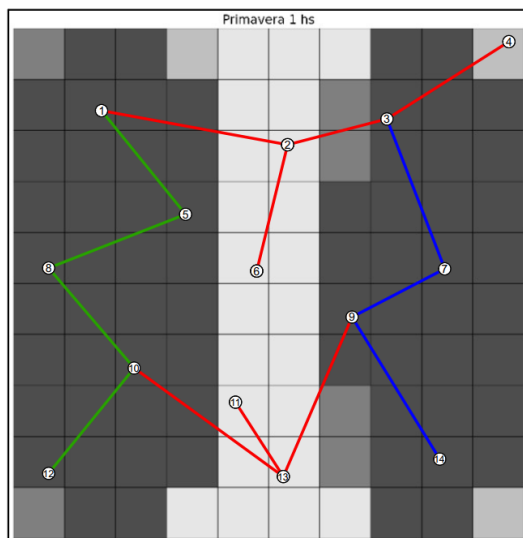
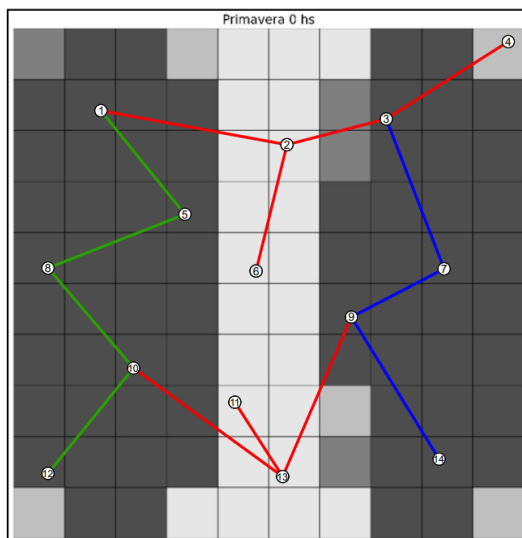
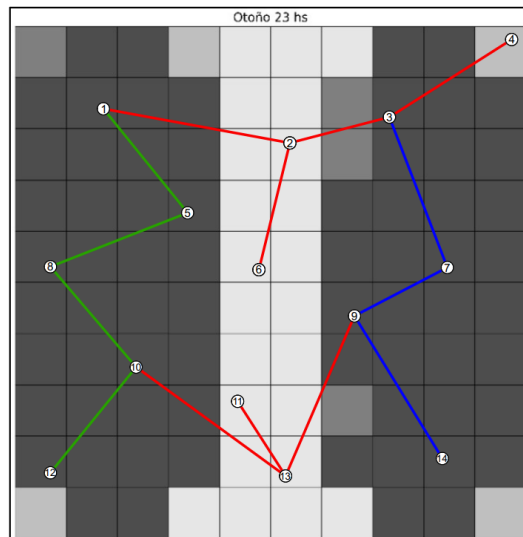
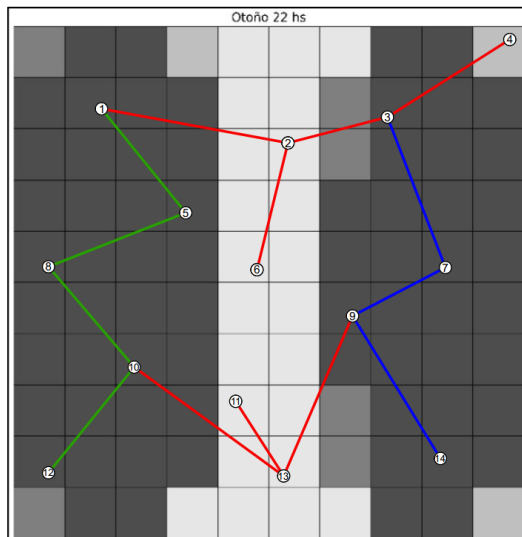
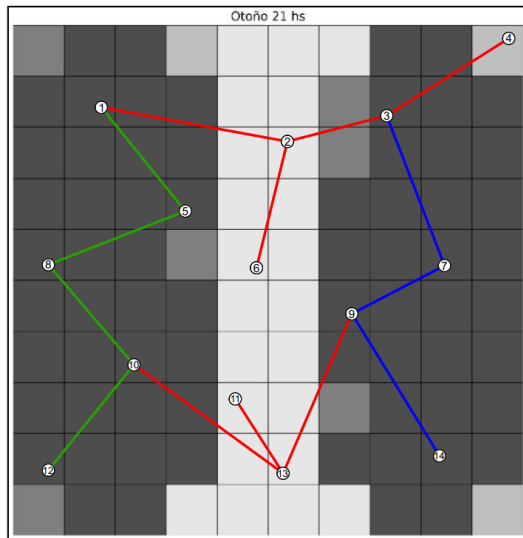
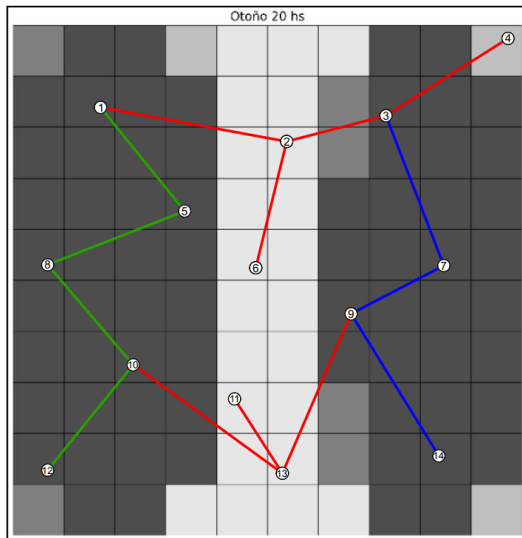


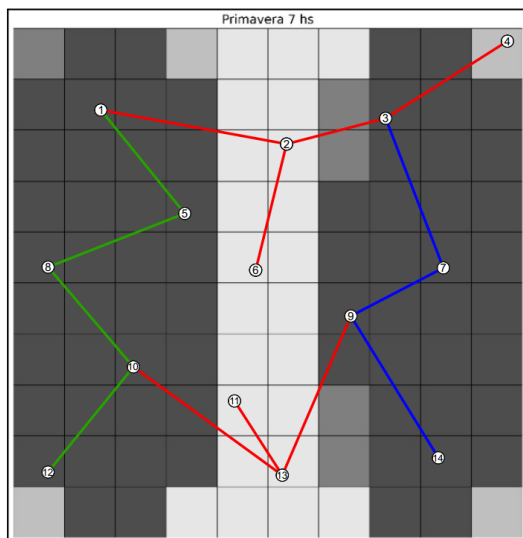
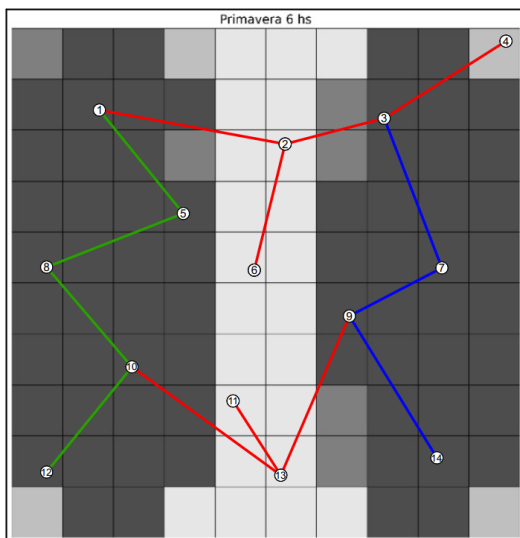
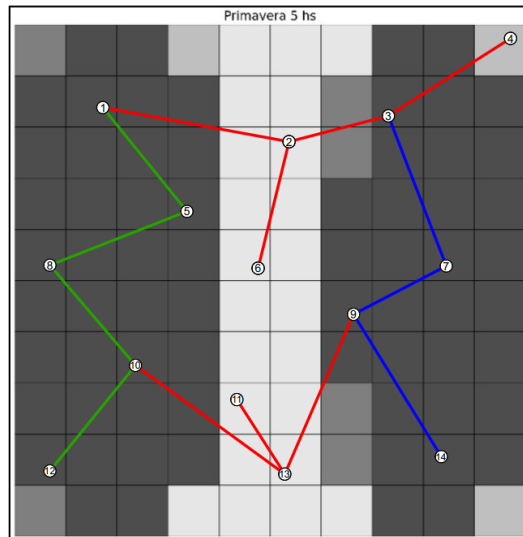
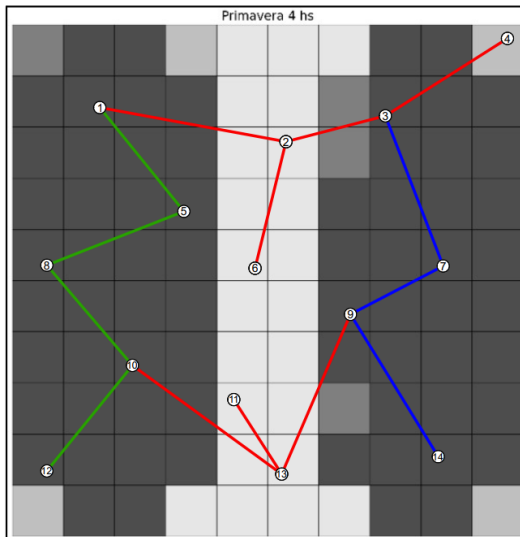
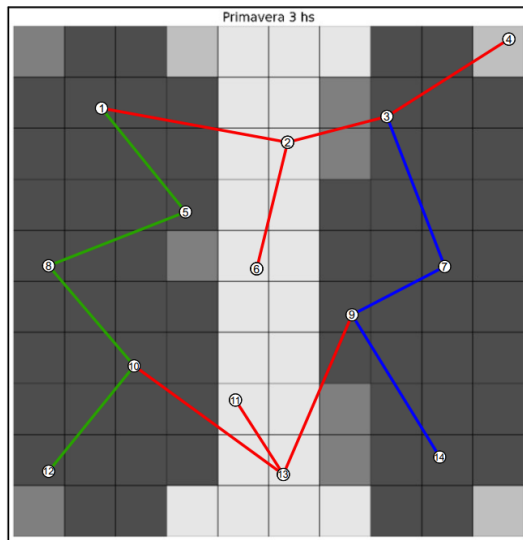
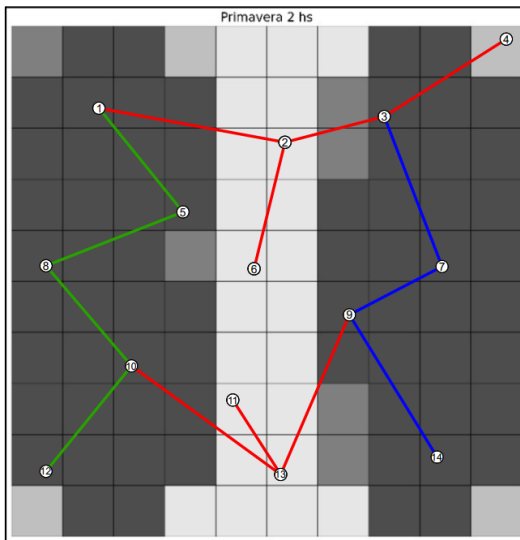


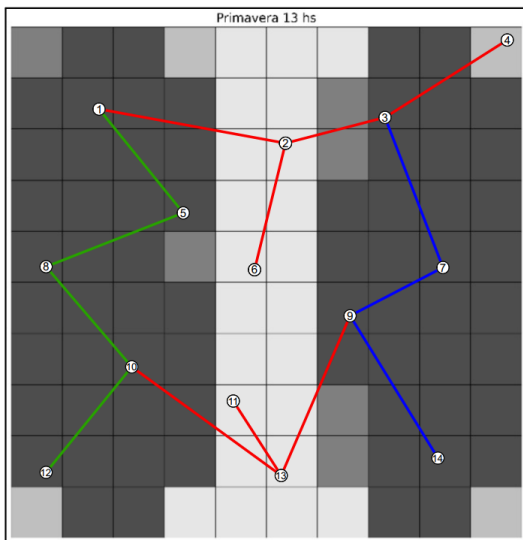
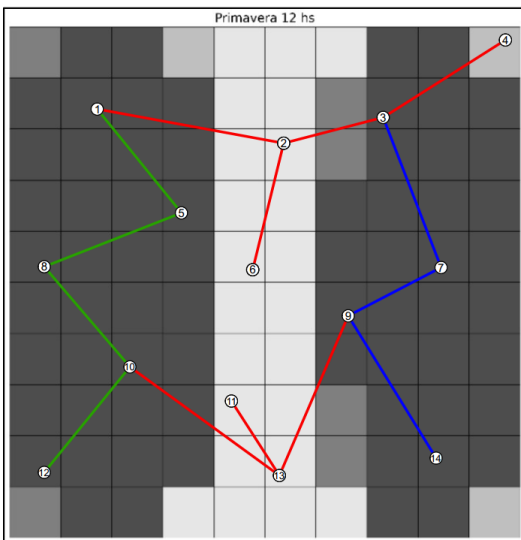
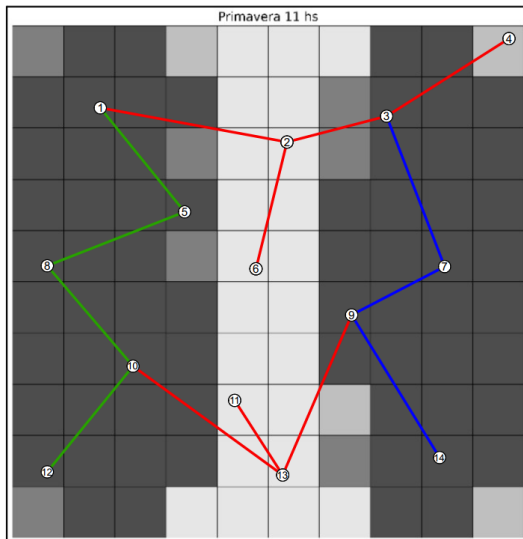
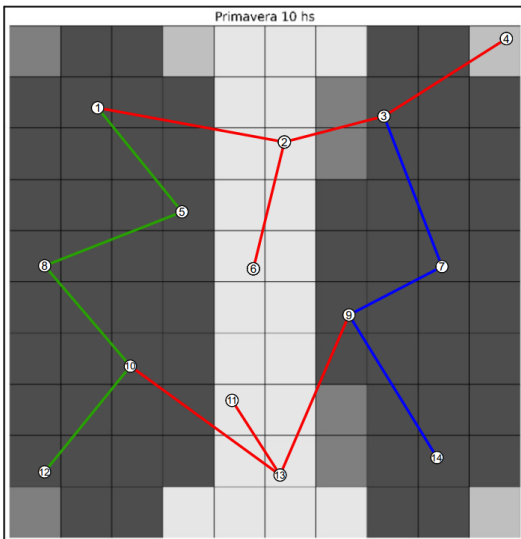
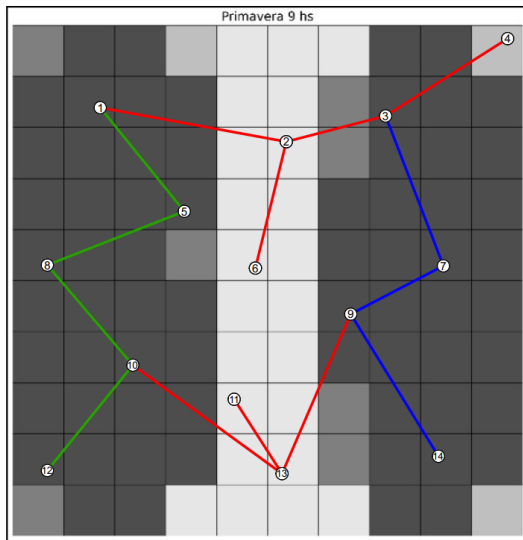
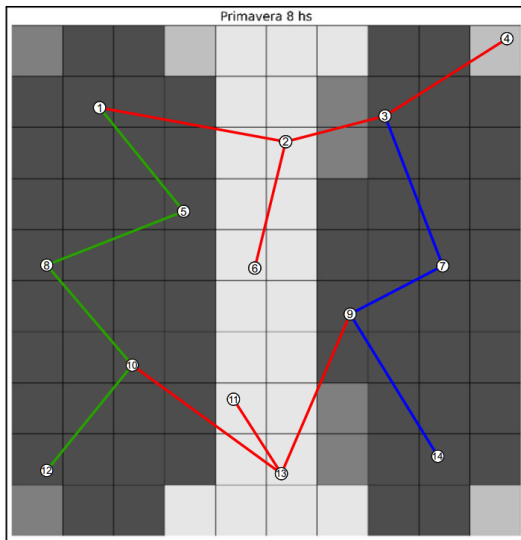


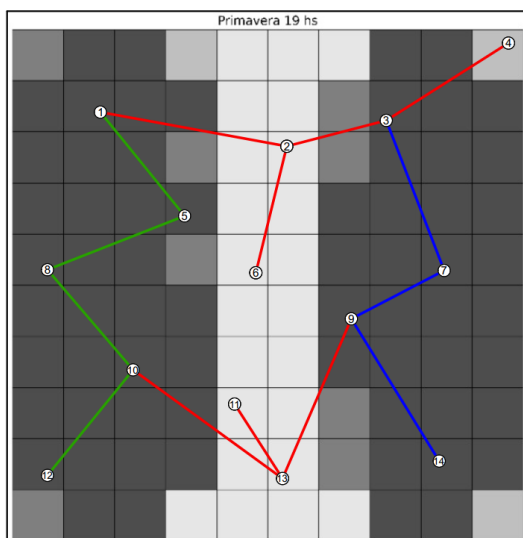
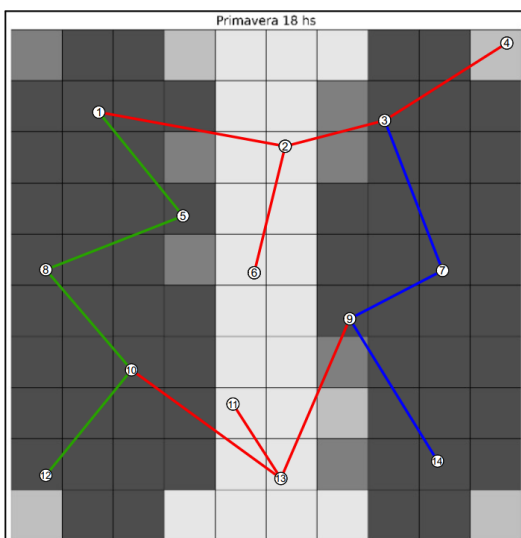
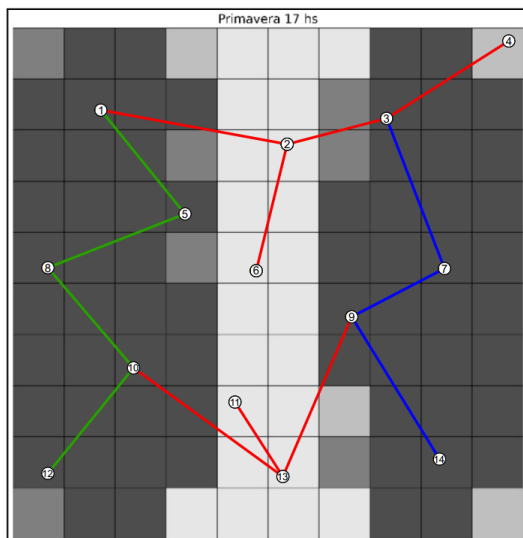
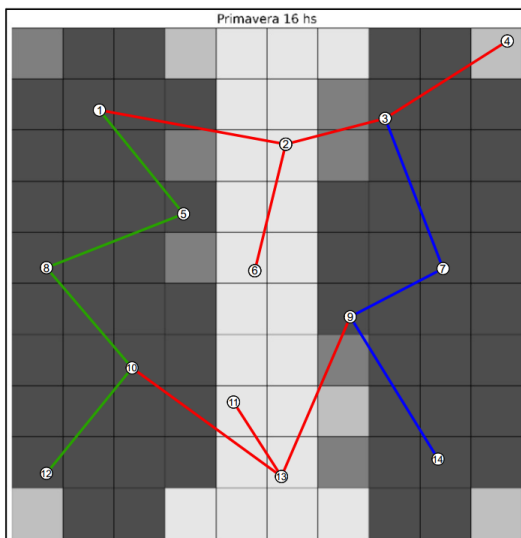
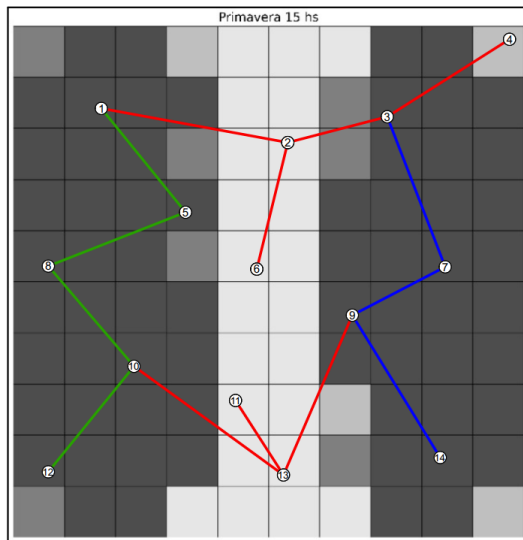
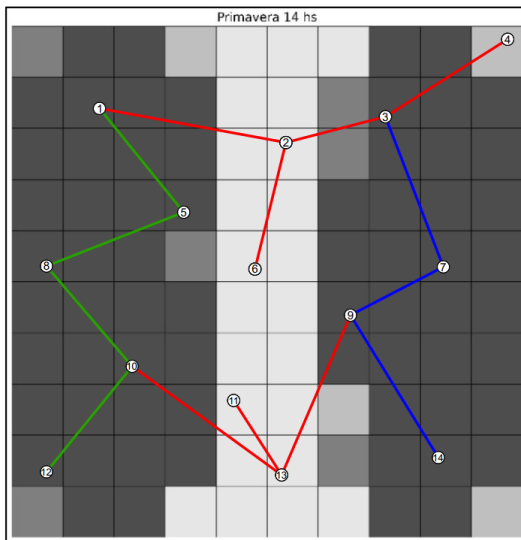


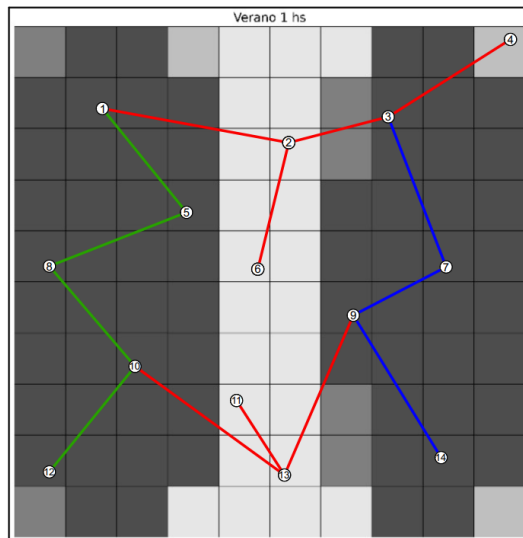
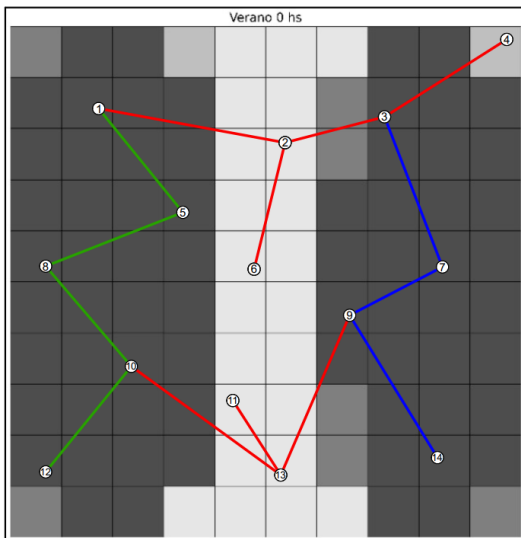
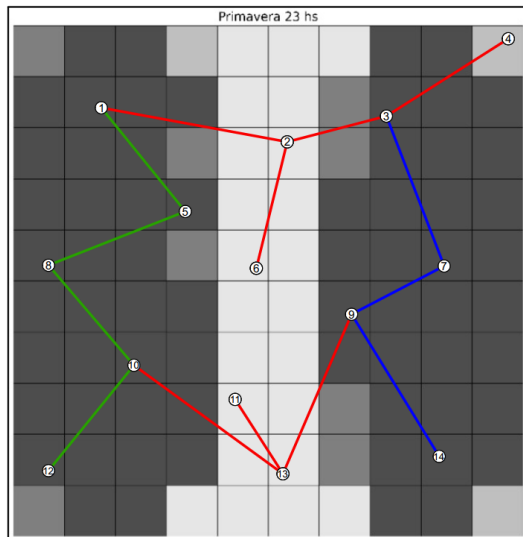
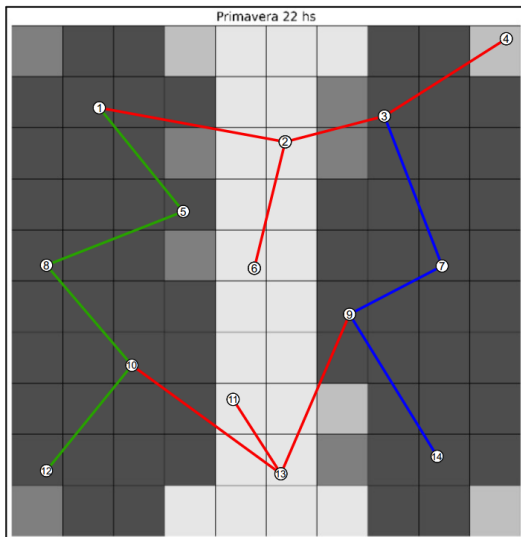
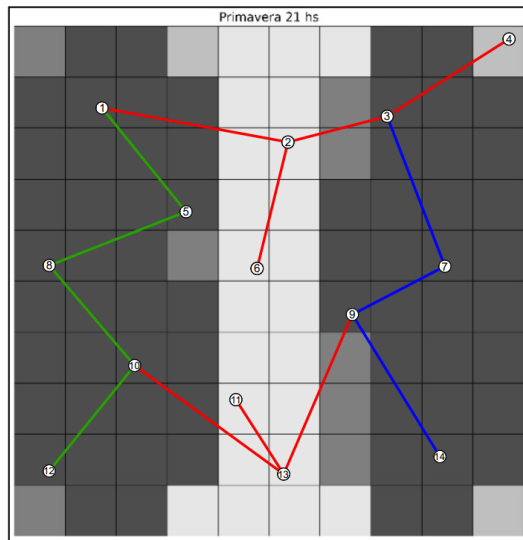
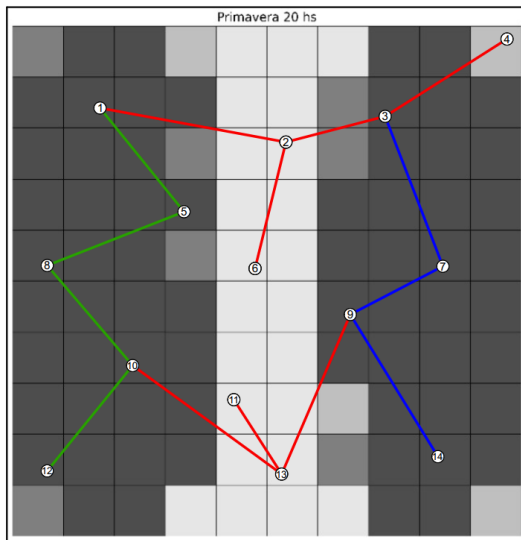


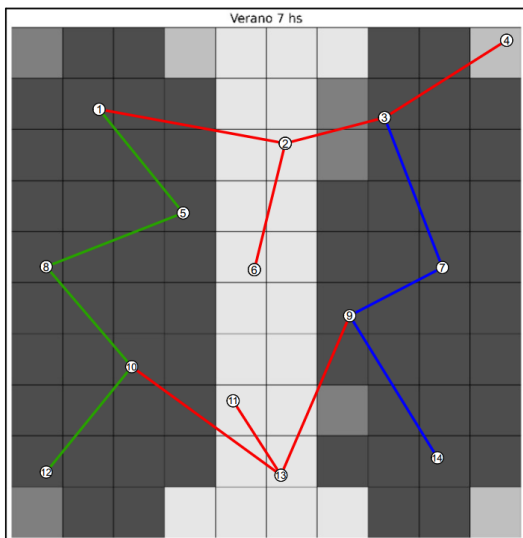
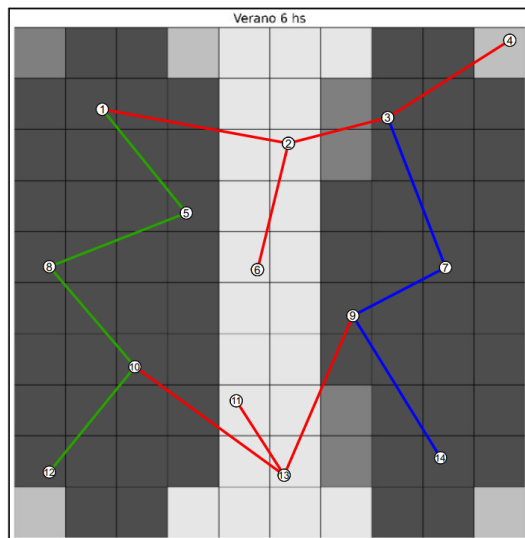
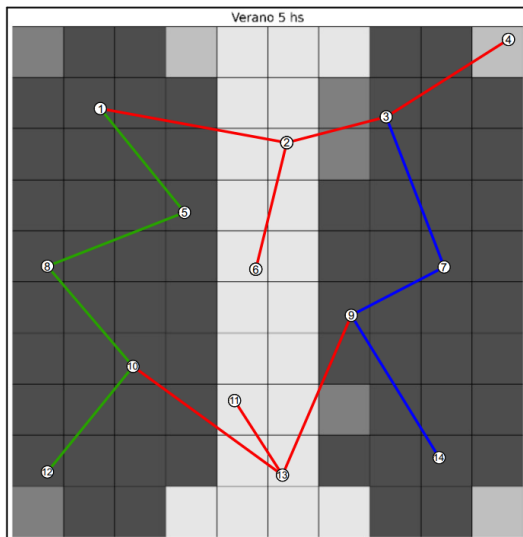
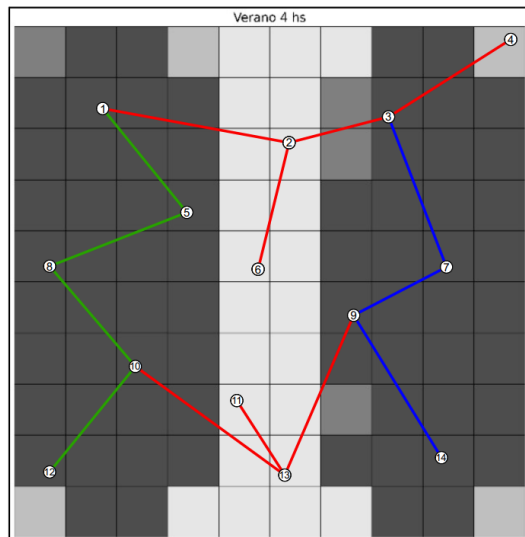
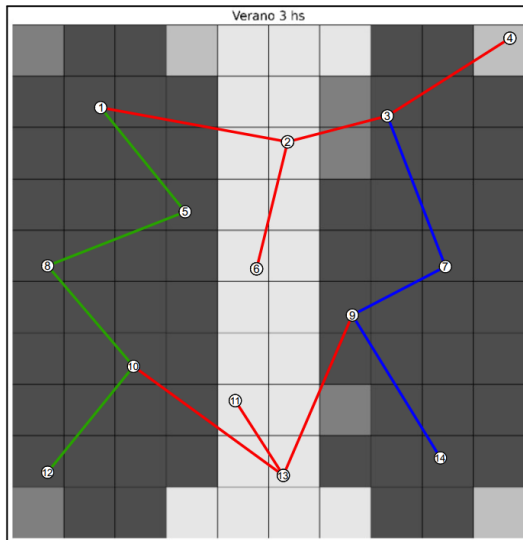
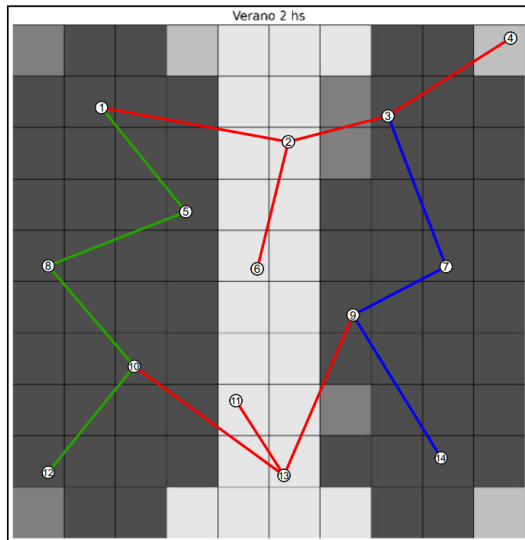


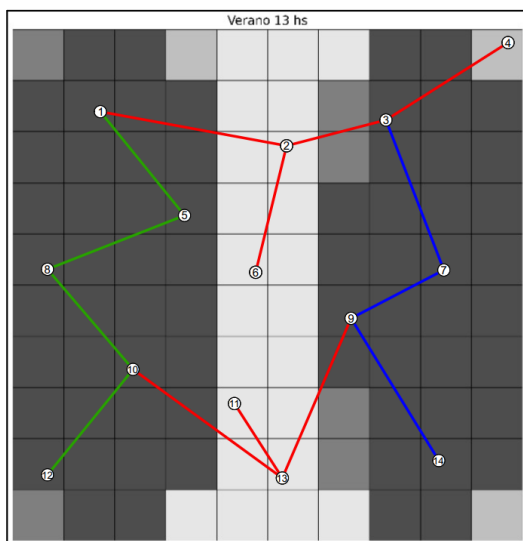
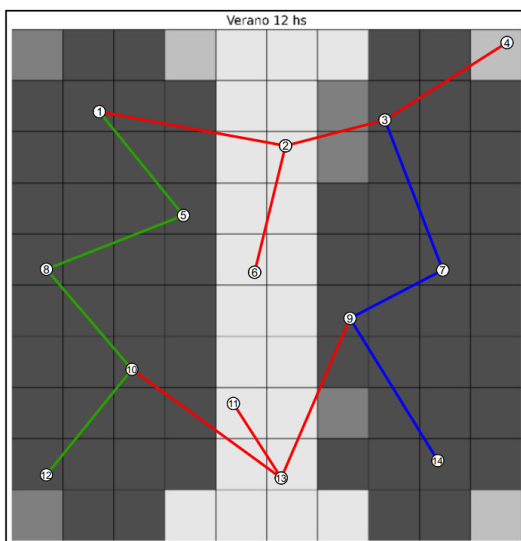
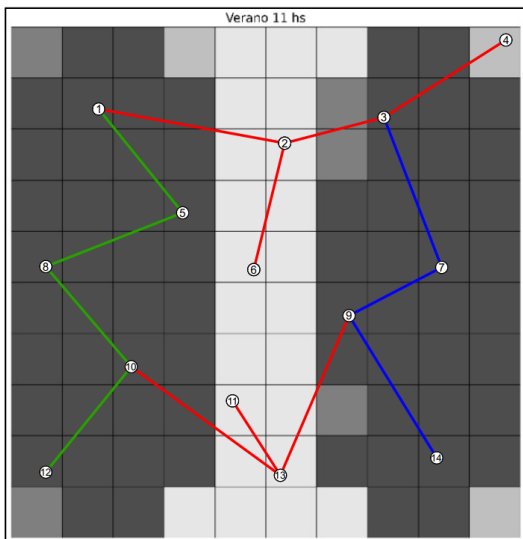
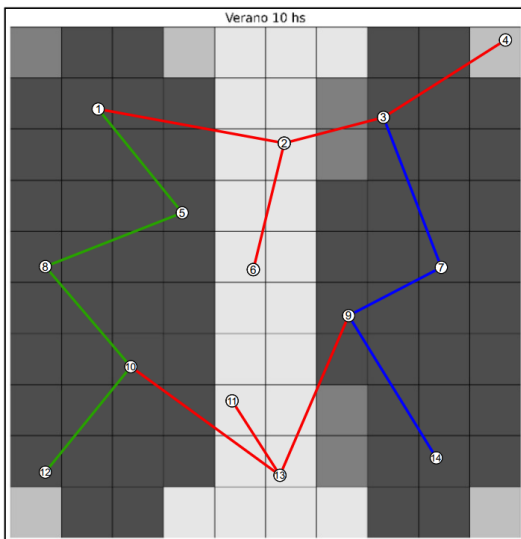
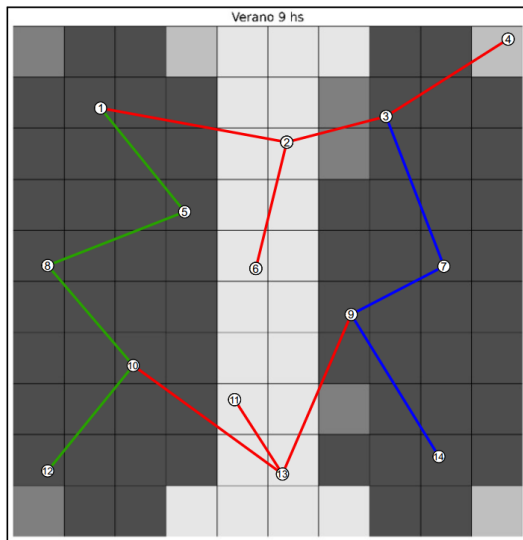
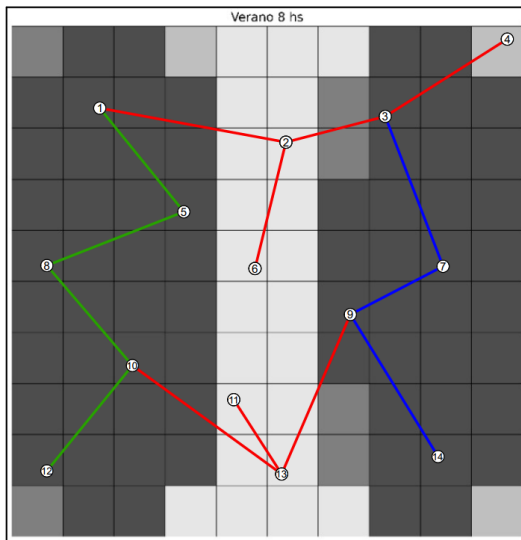


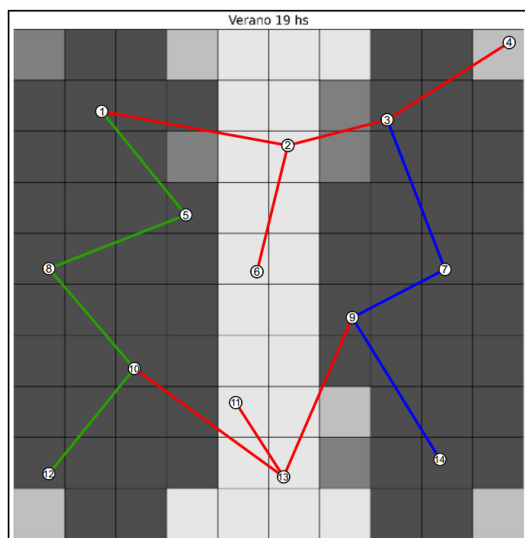
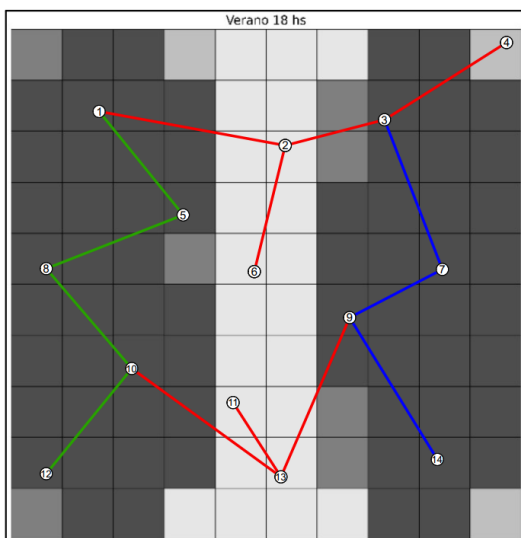
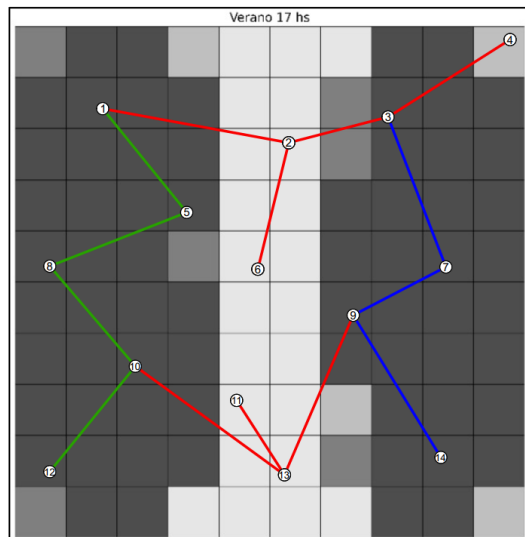
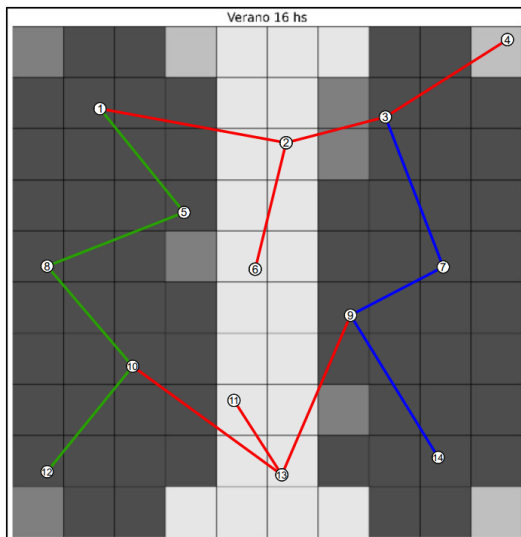
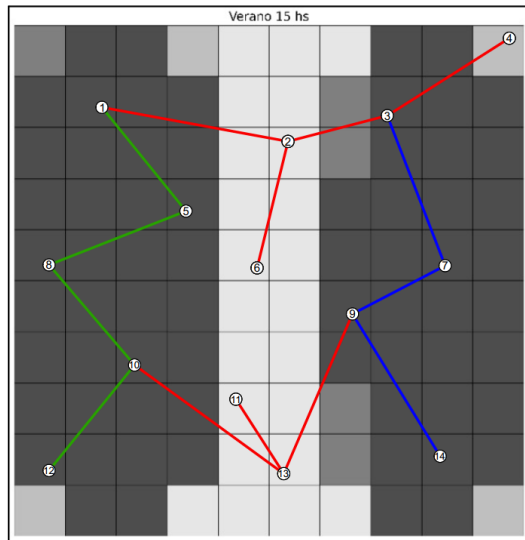
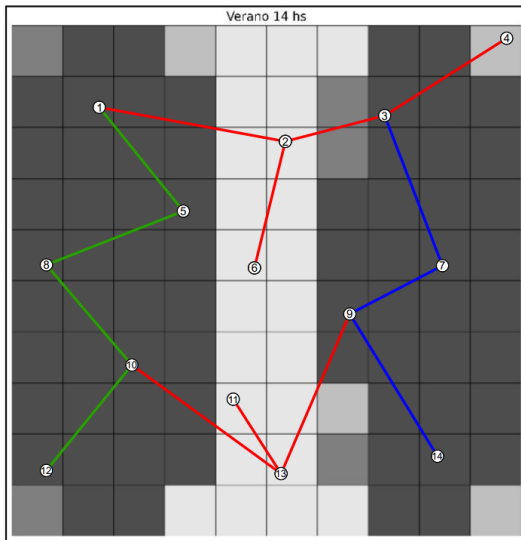


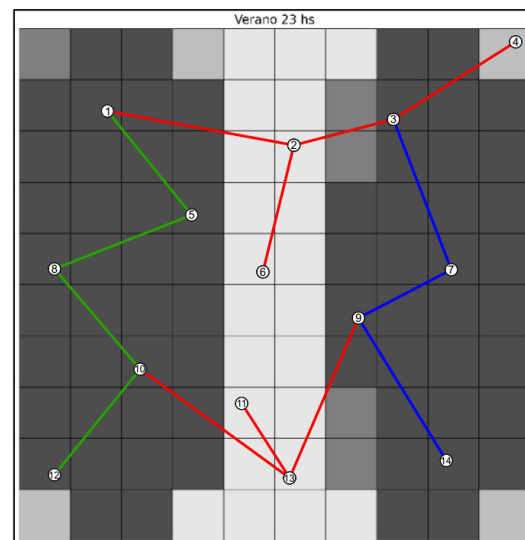
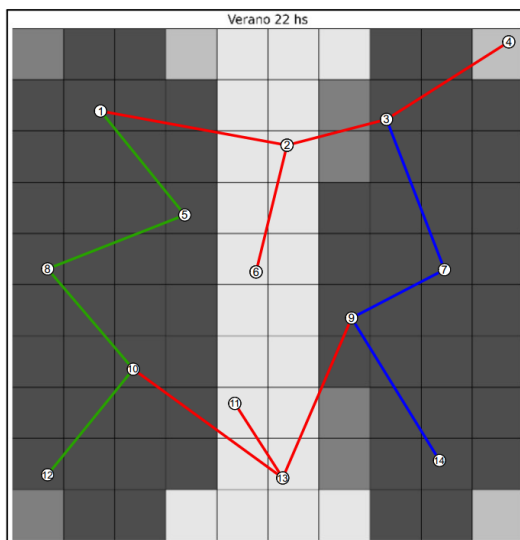
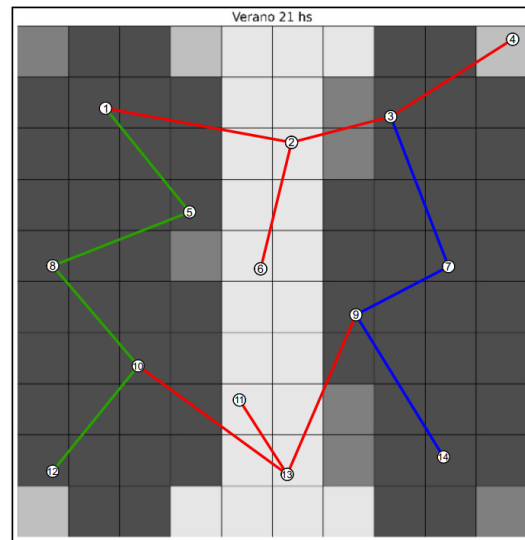
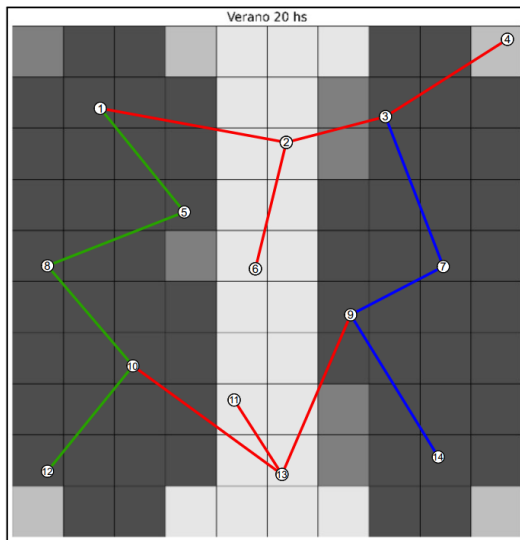




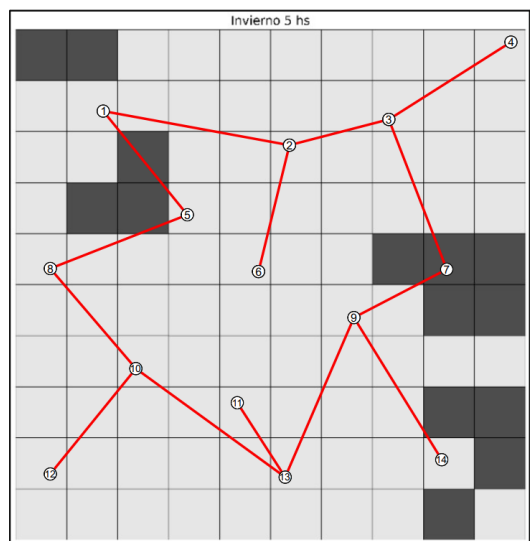
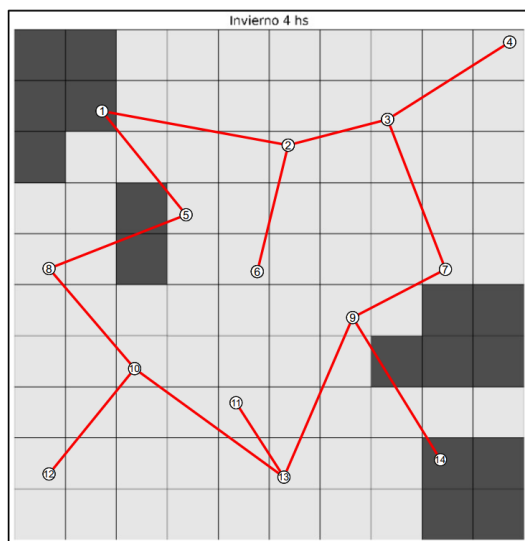
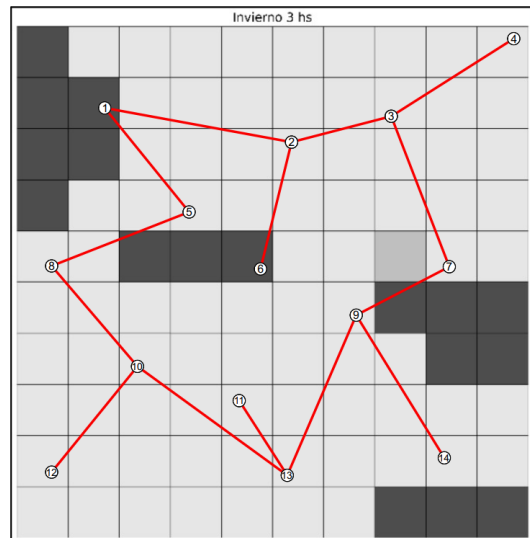
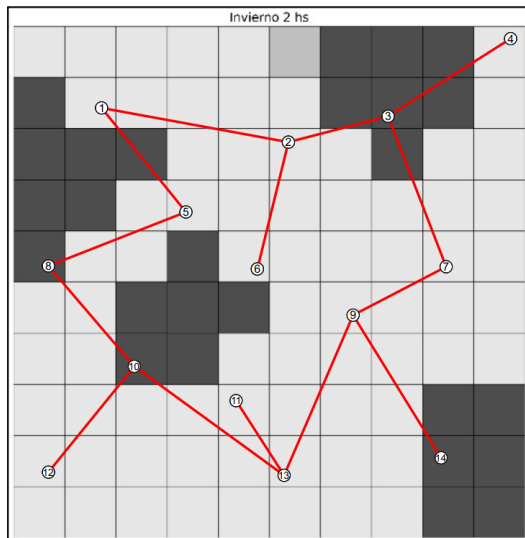
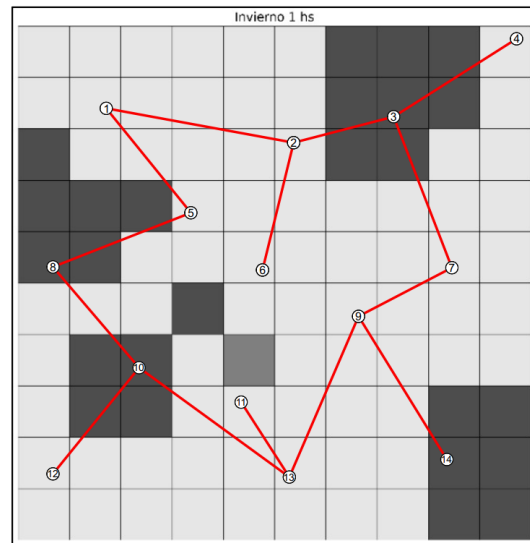
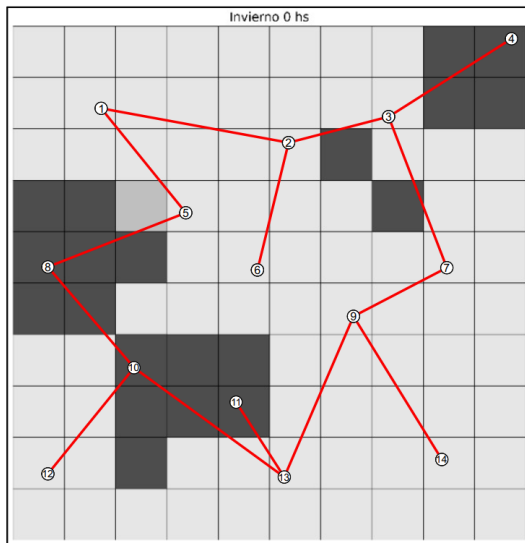


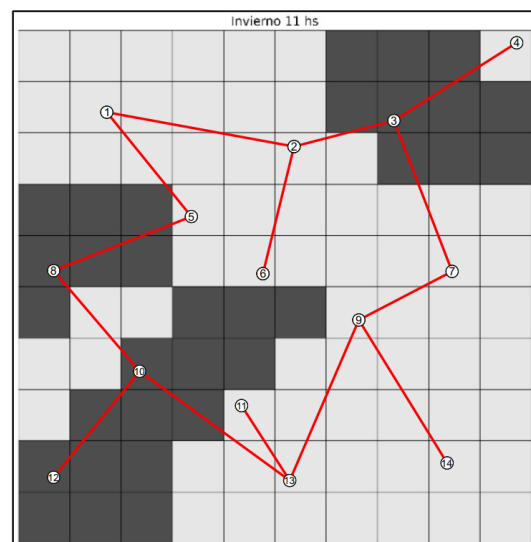
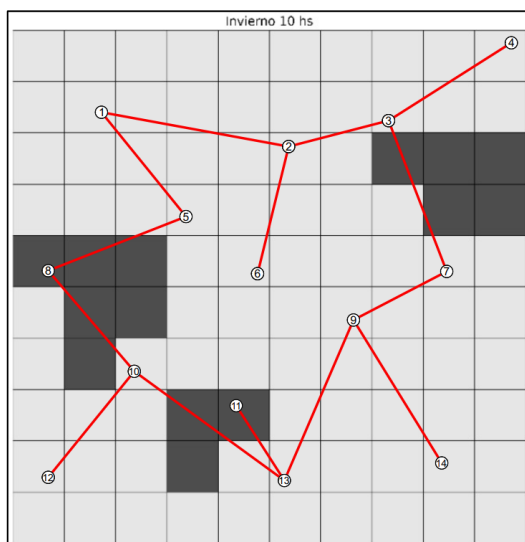
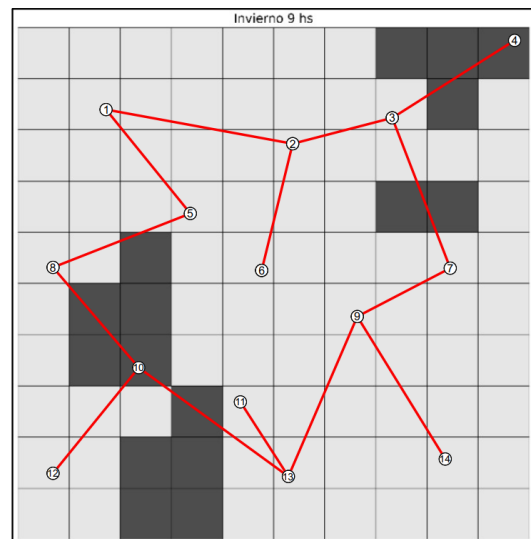
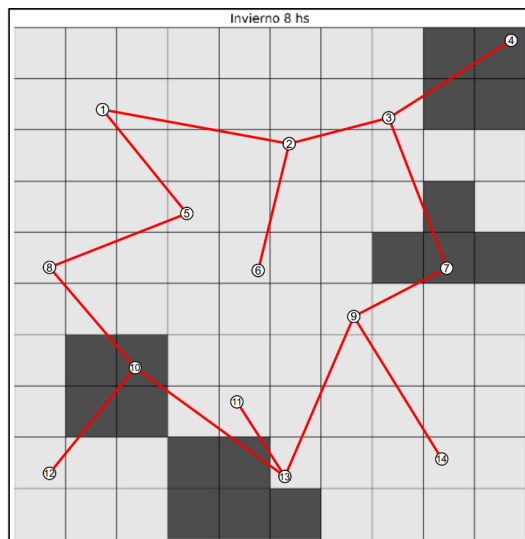
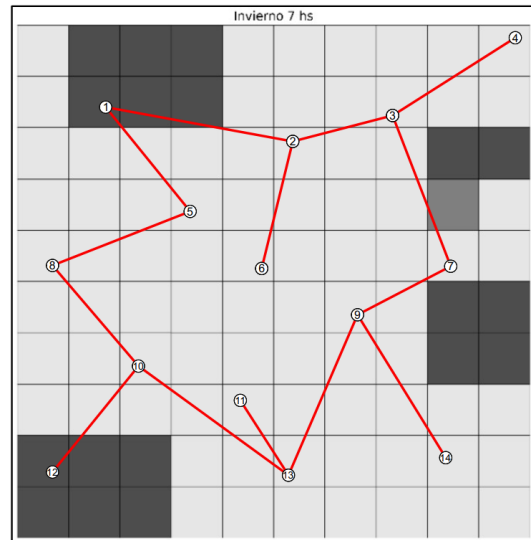
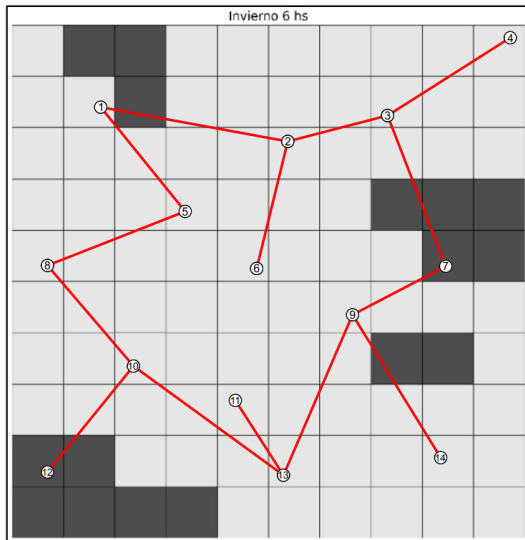


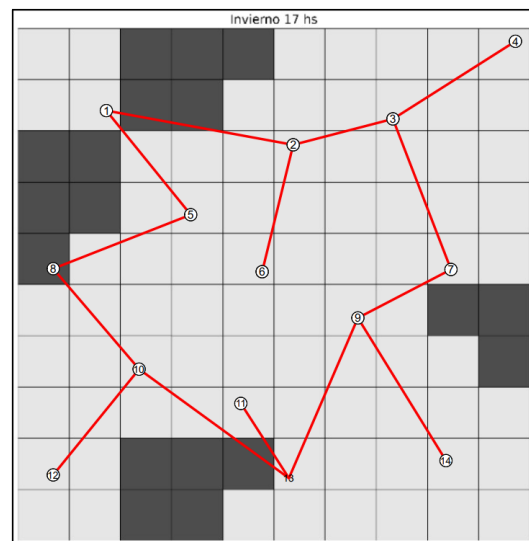
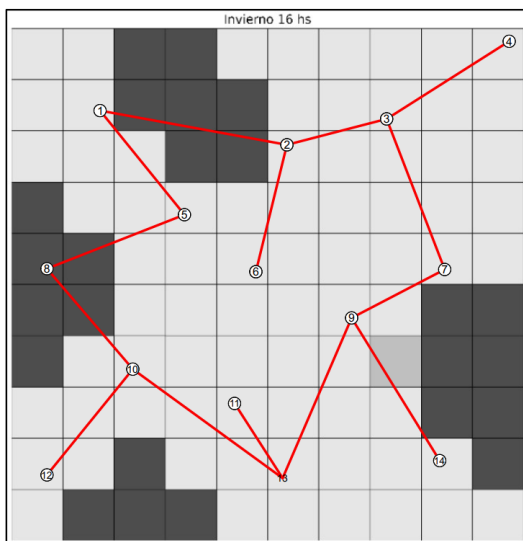
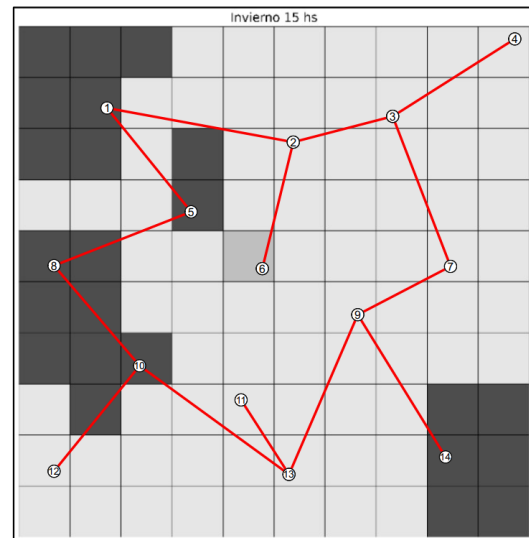
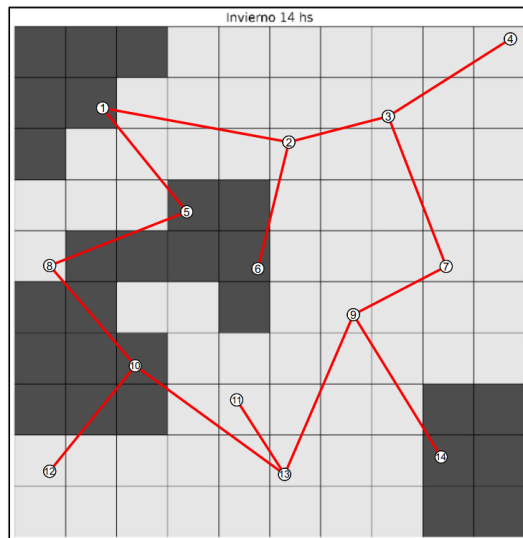
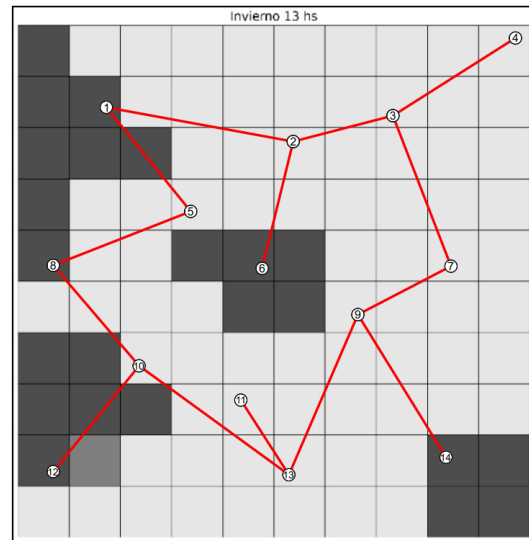
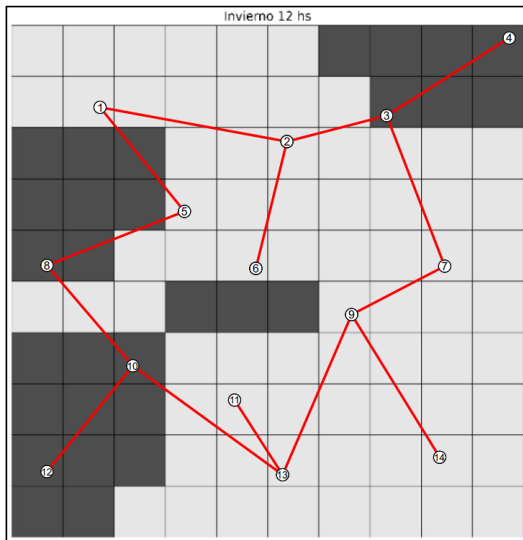


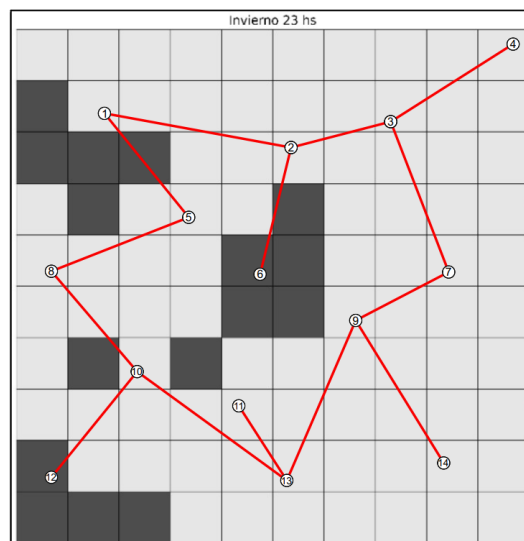
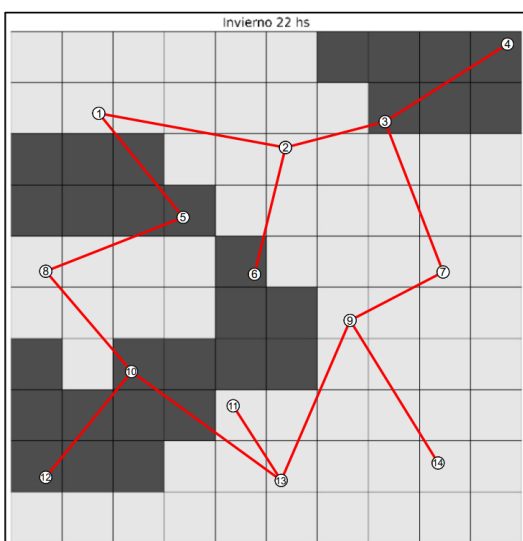
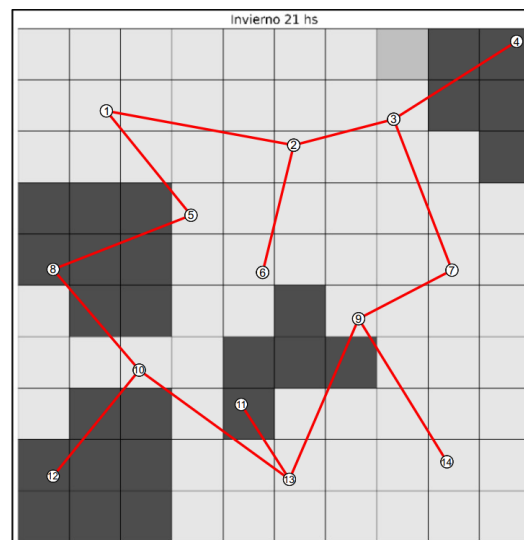
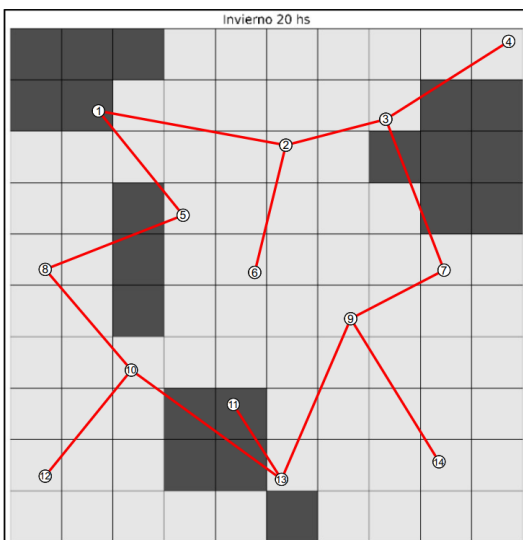
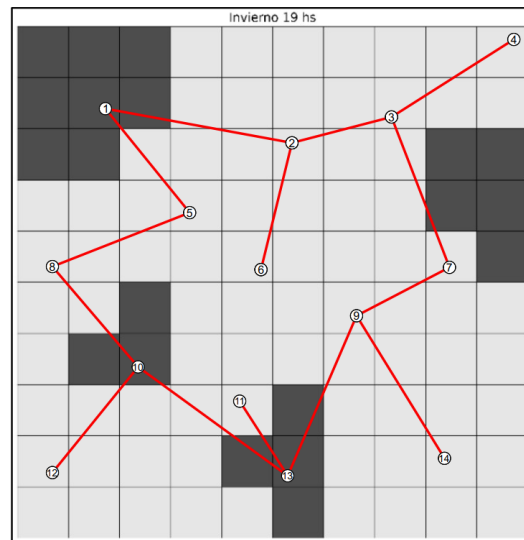
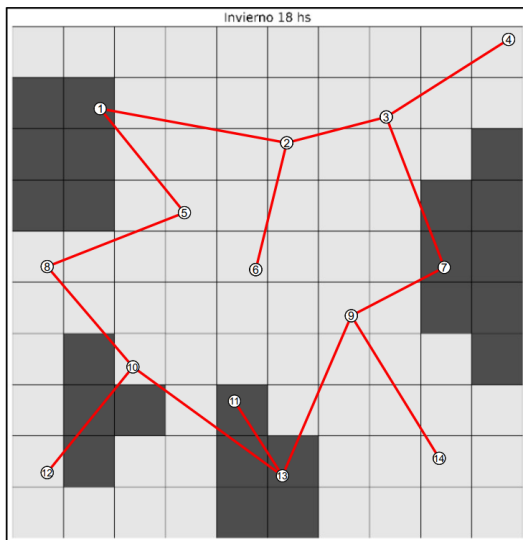


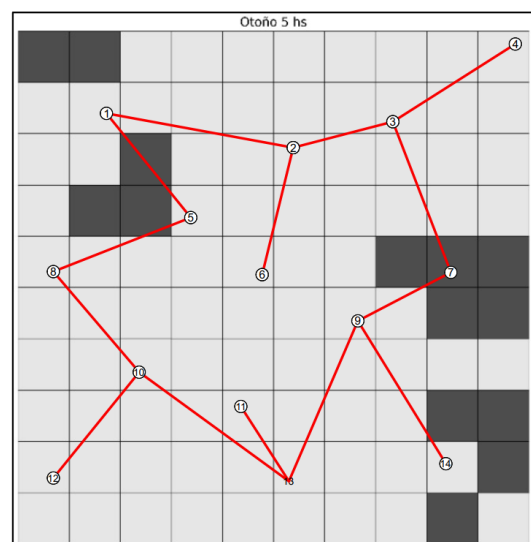
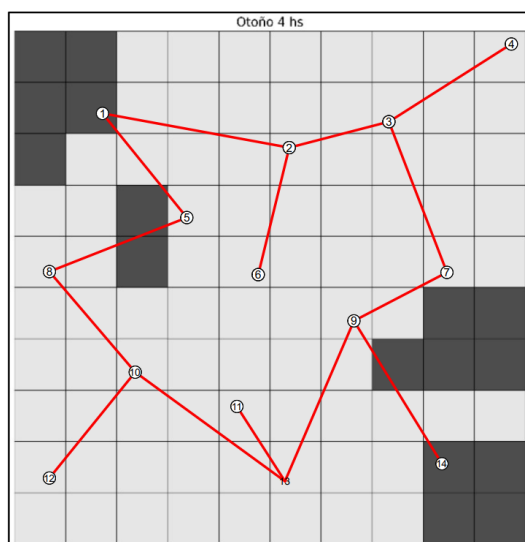
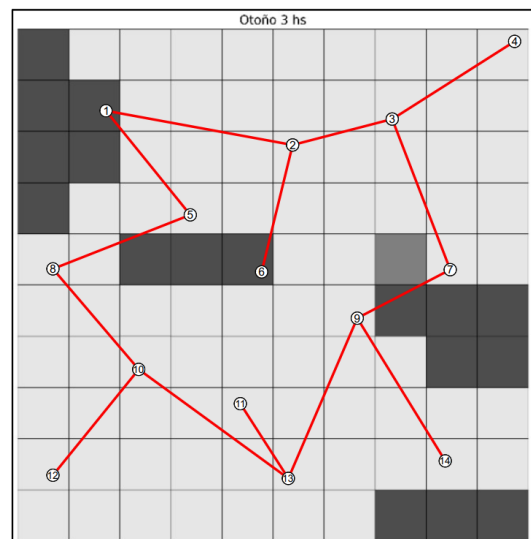
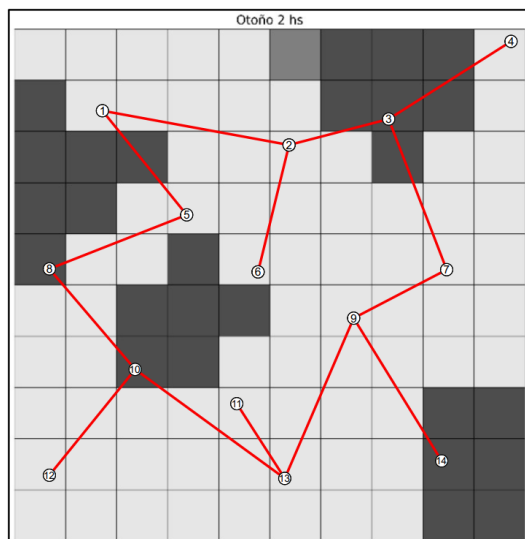
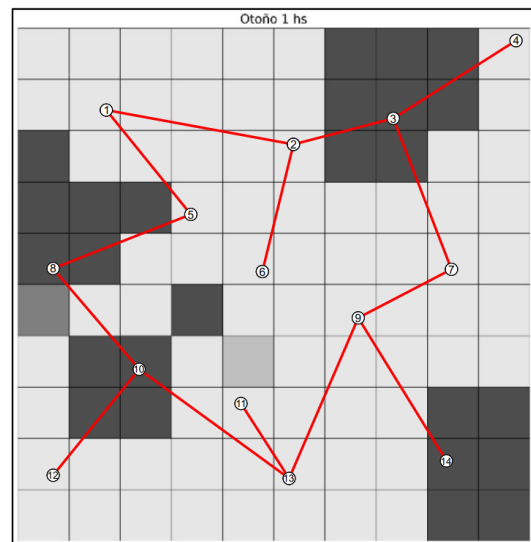
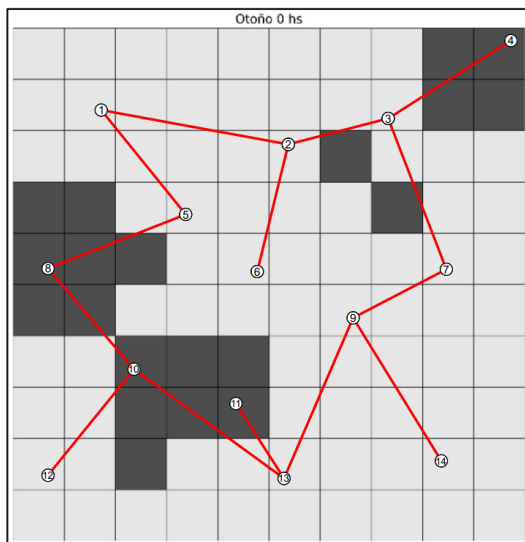
Ahora, se muestran las imágenes para el caso teórico aleatorio.

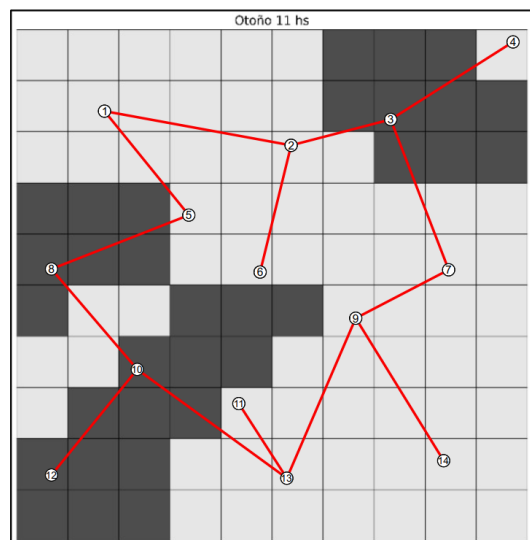
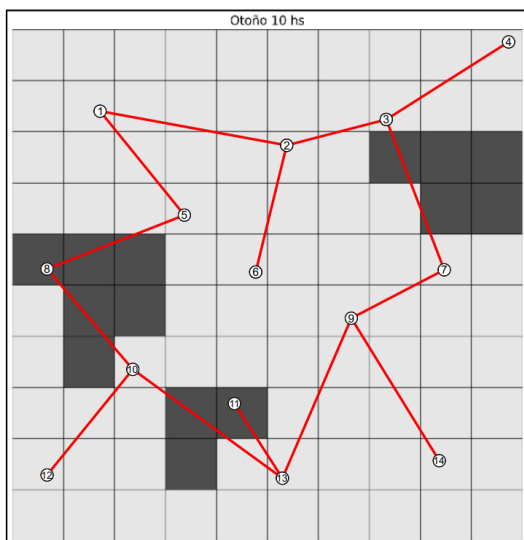
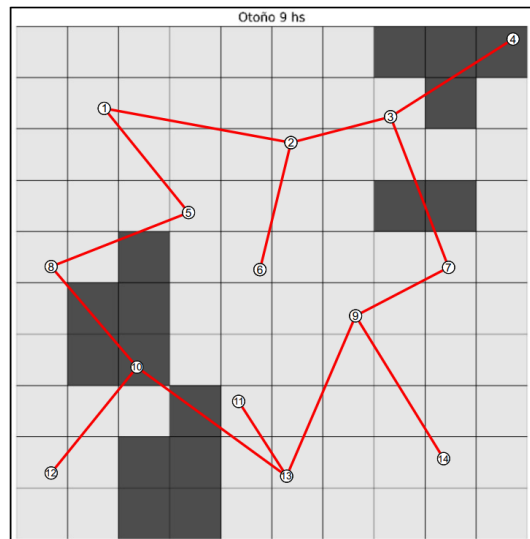
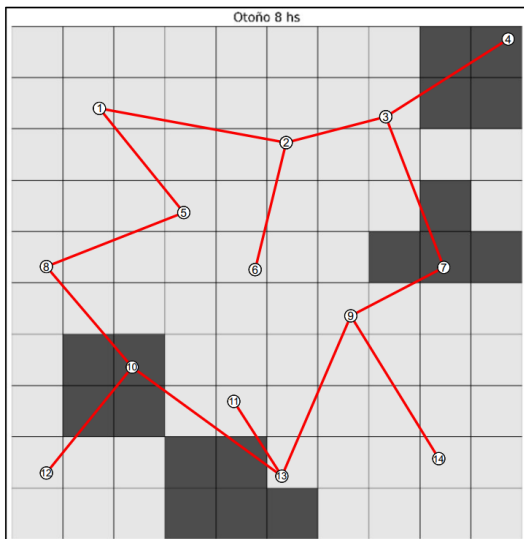
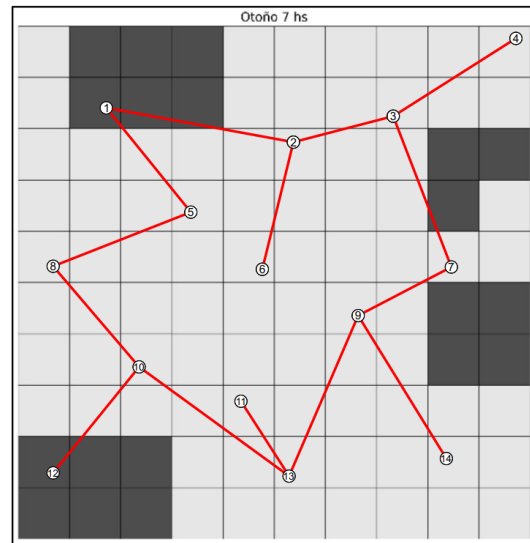
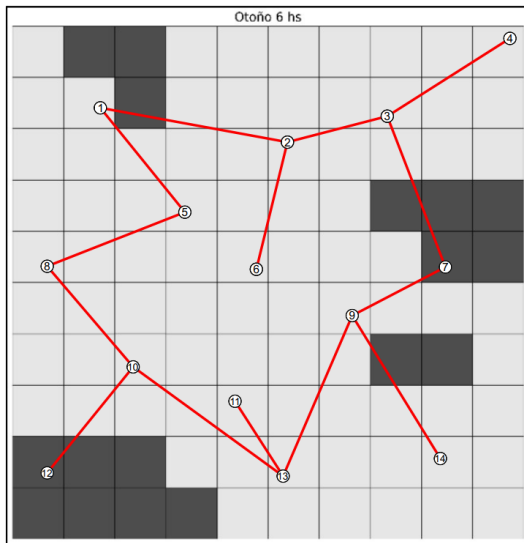


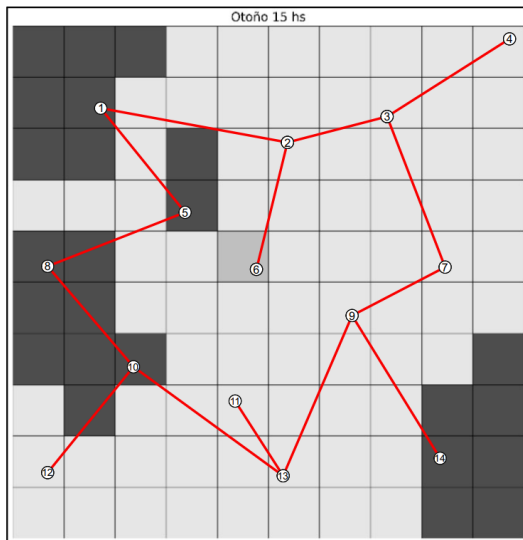
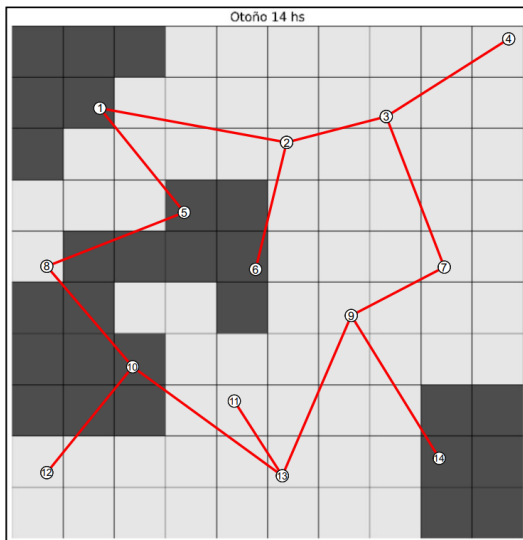
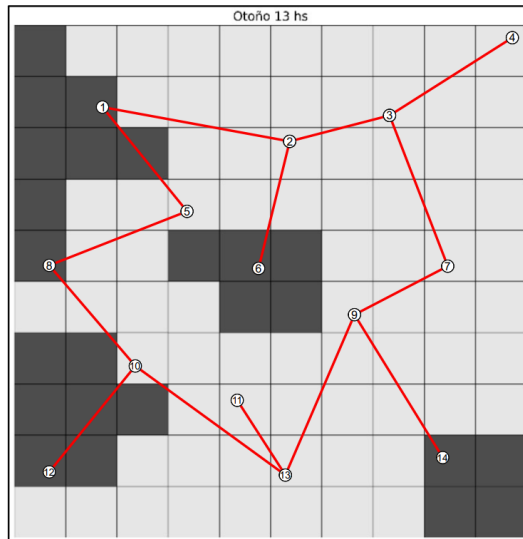
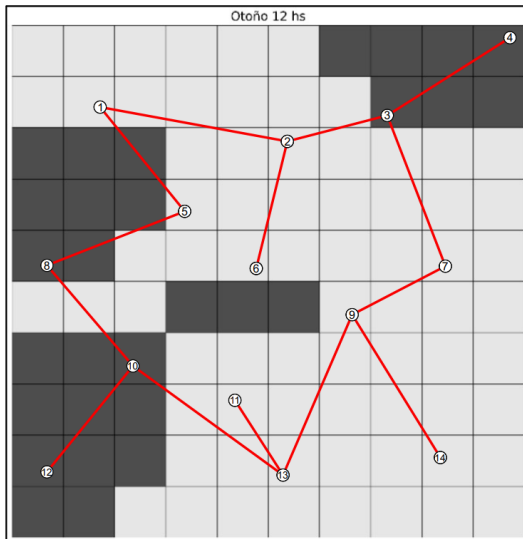
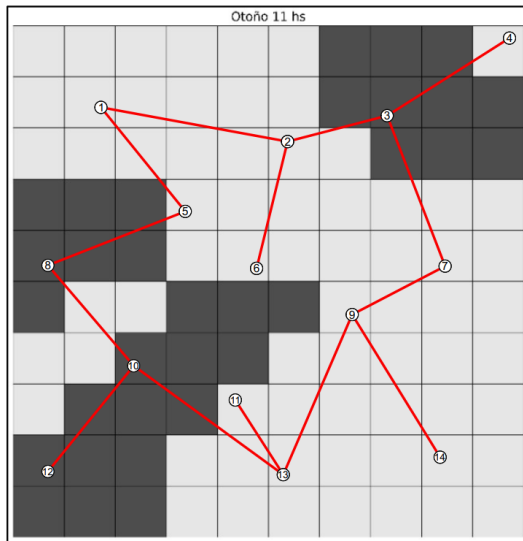
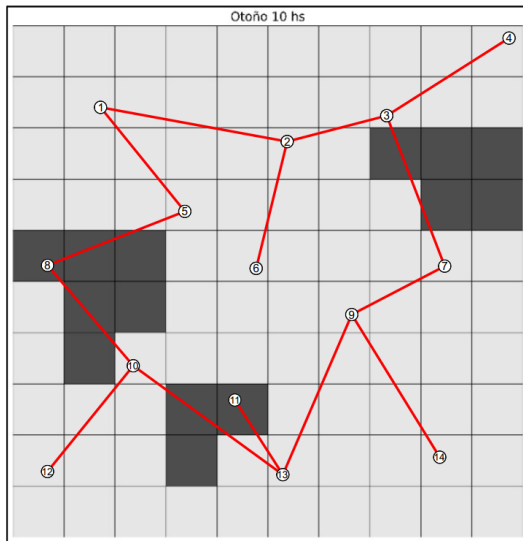


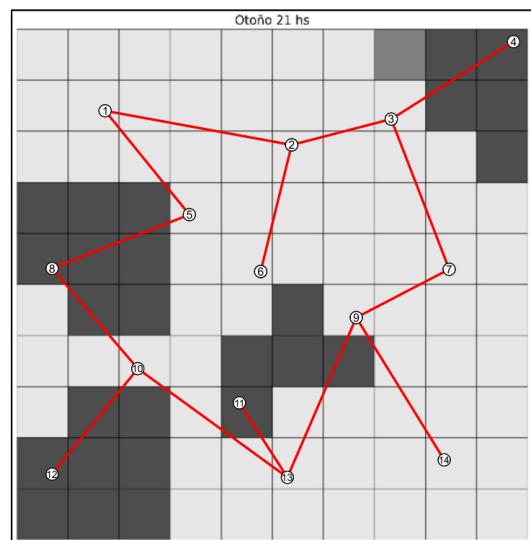
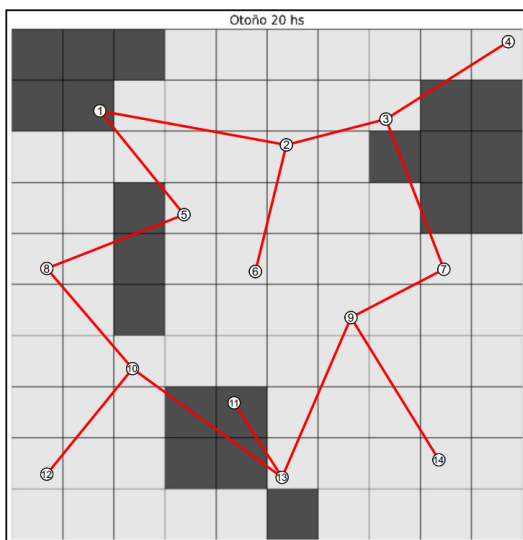
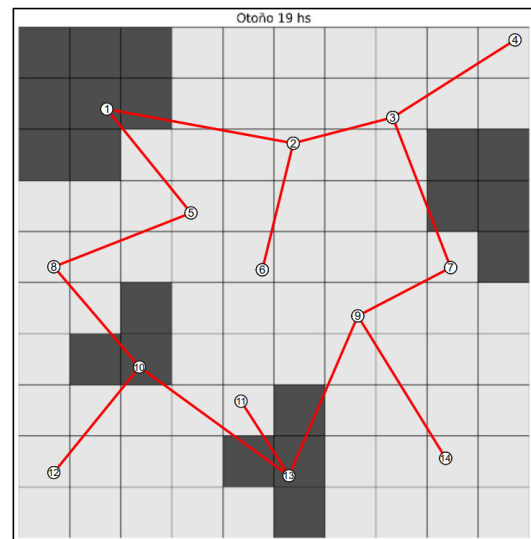
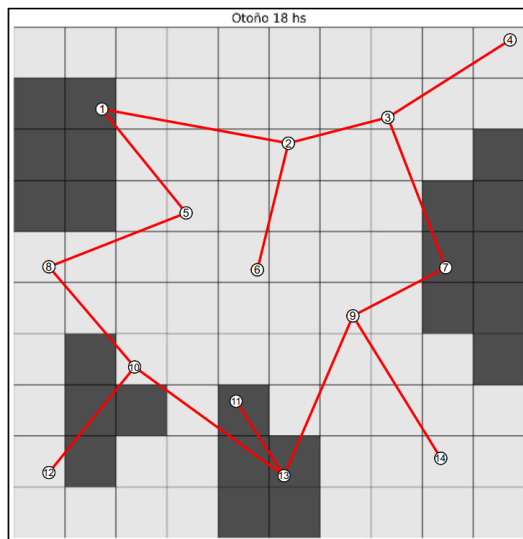
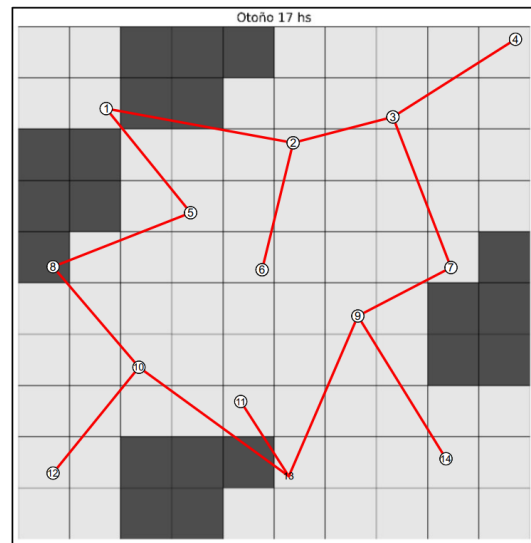
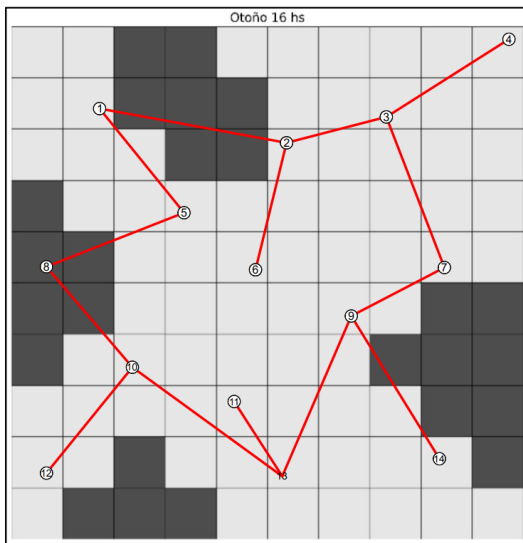


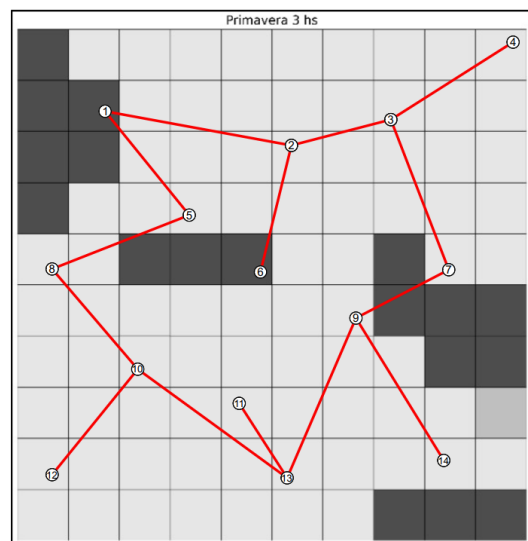
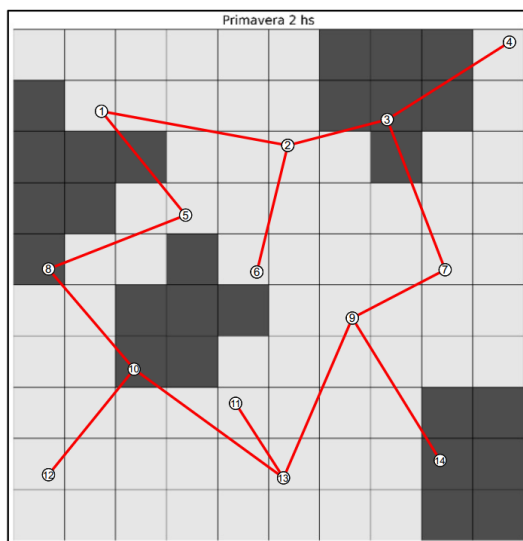
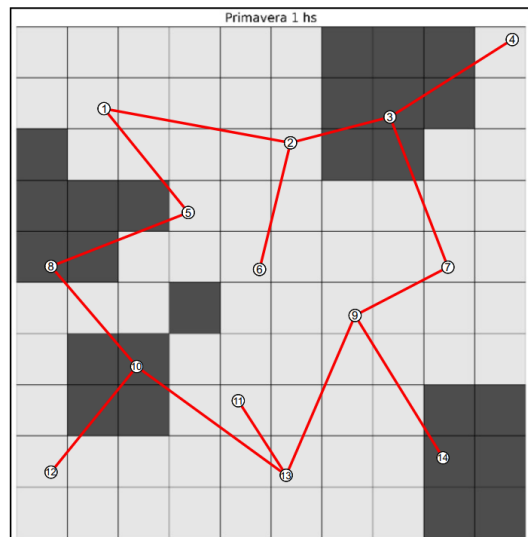
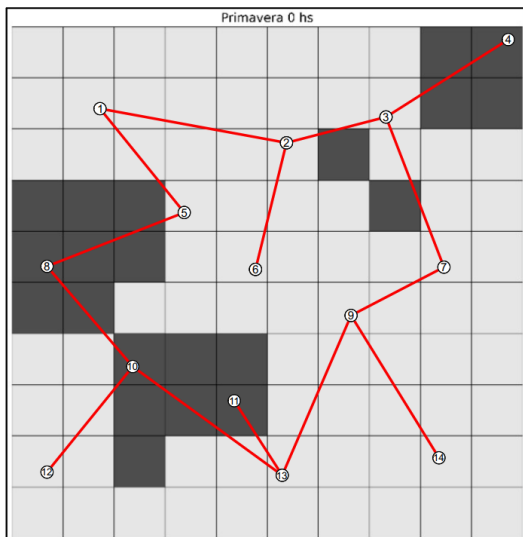
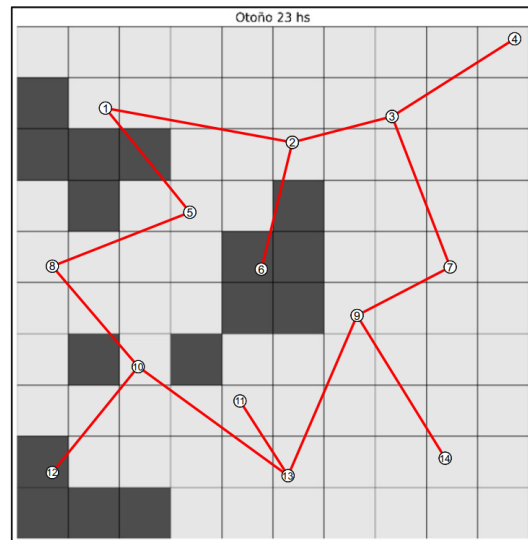
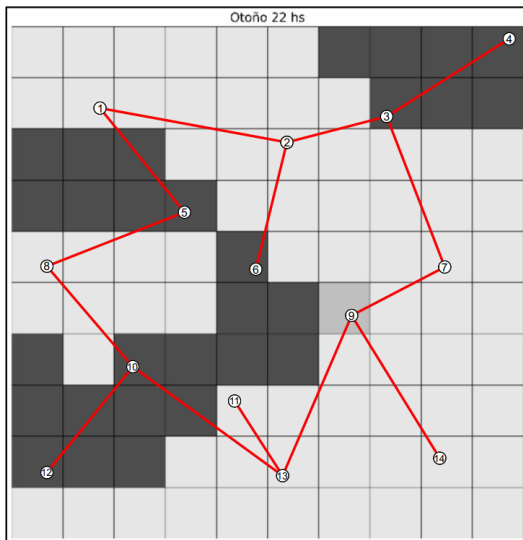


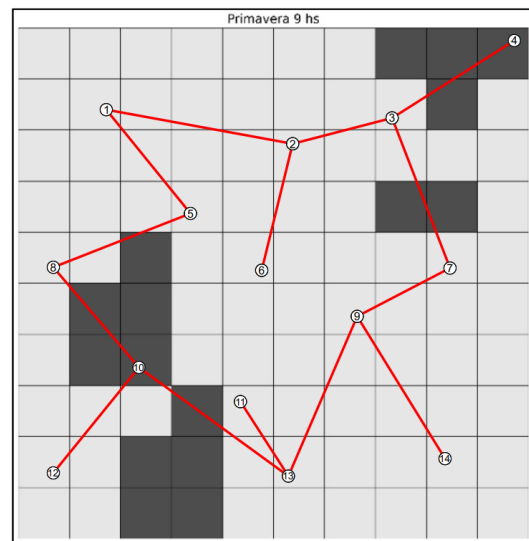
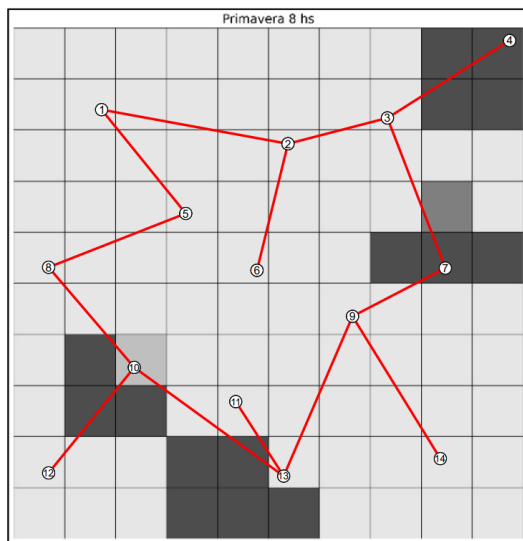
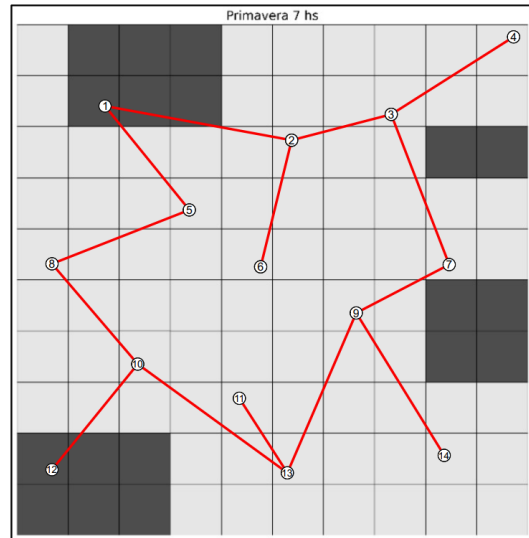
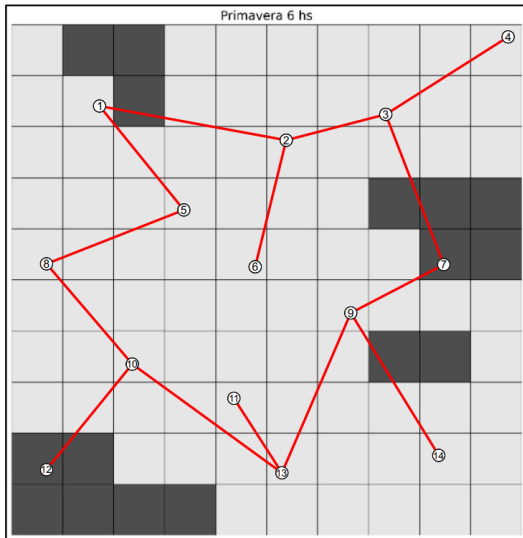
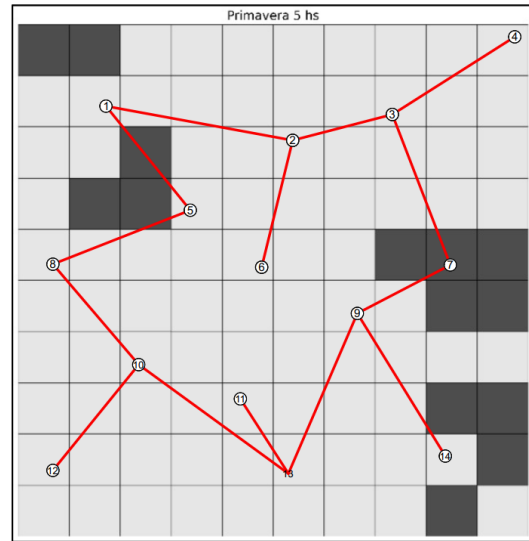
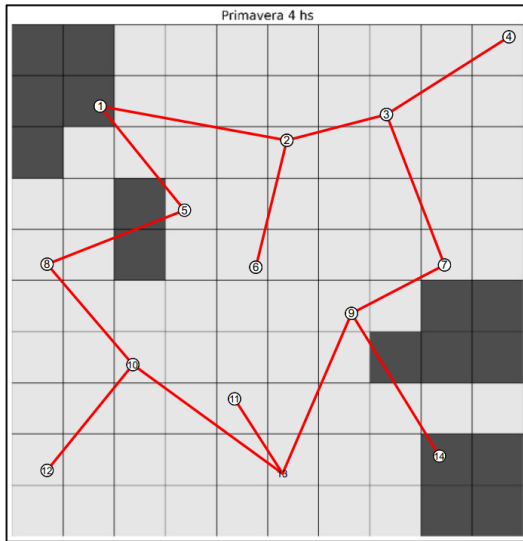


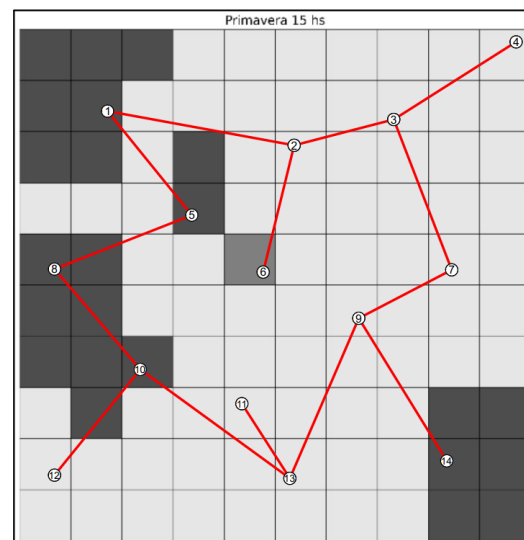
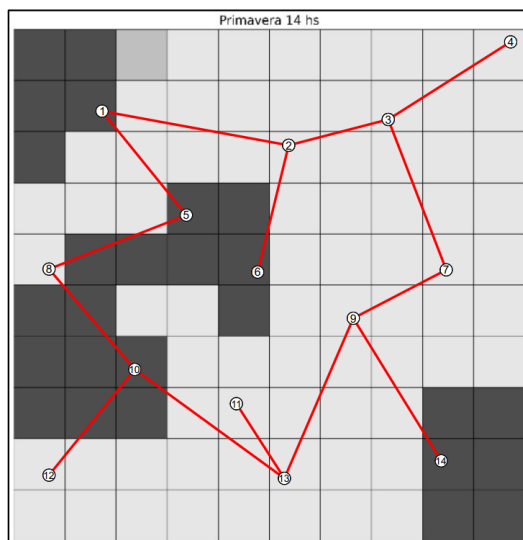
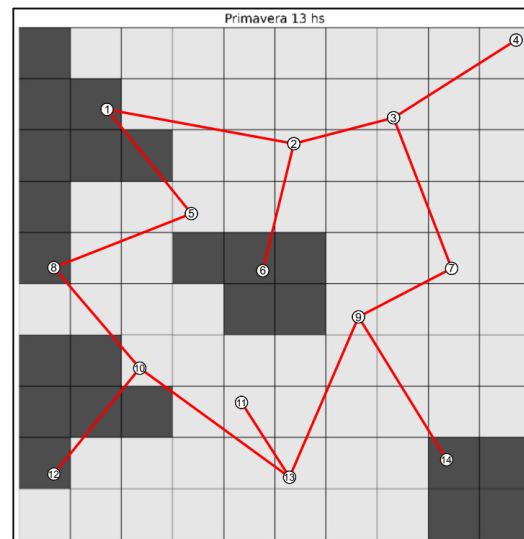
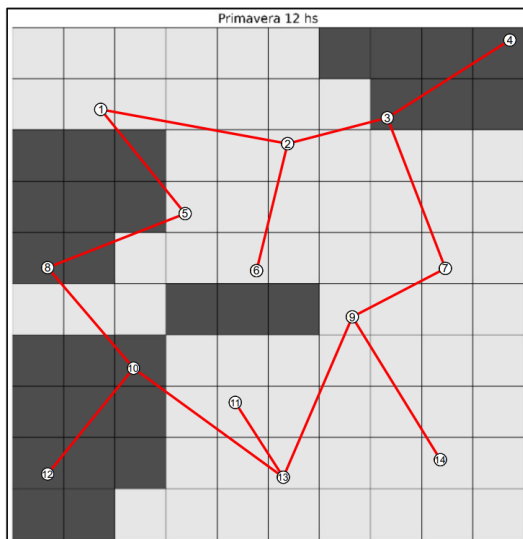
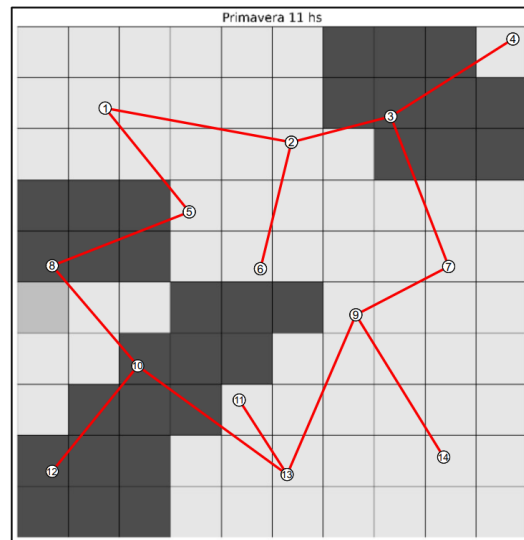
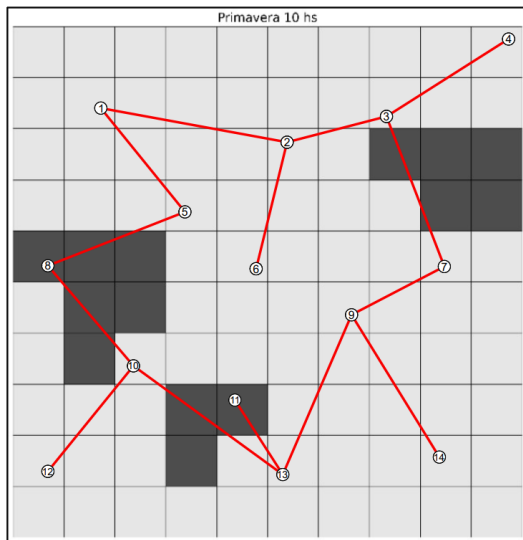


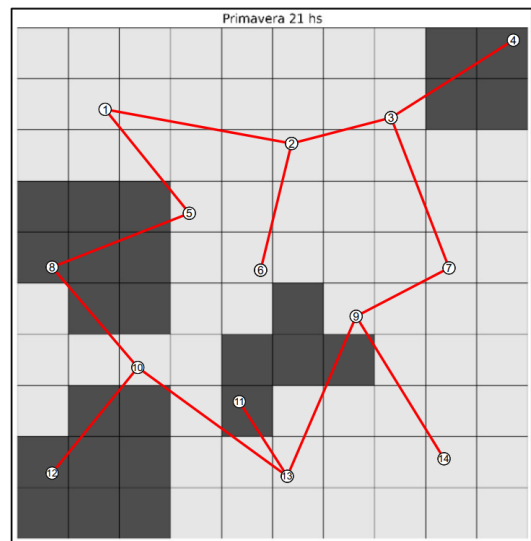
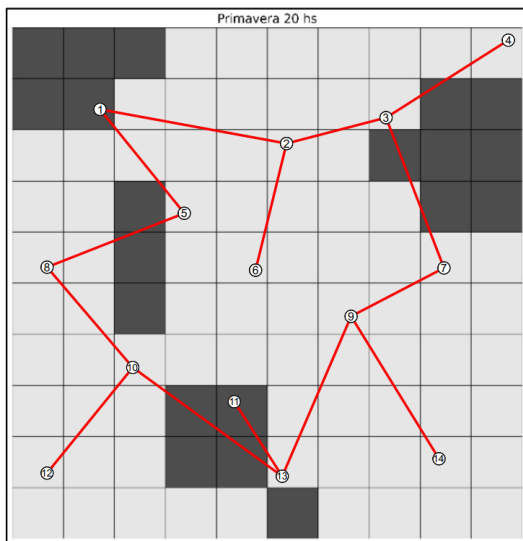
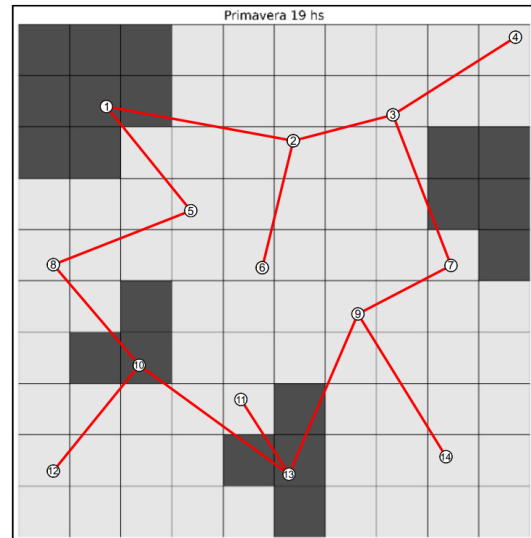
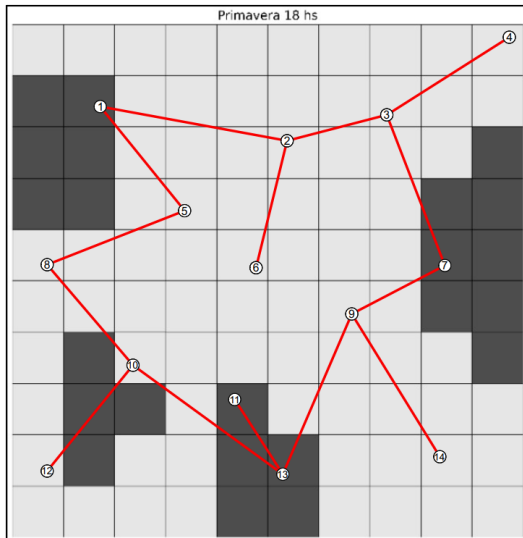
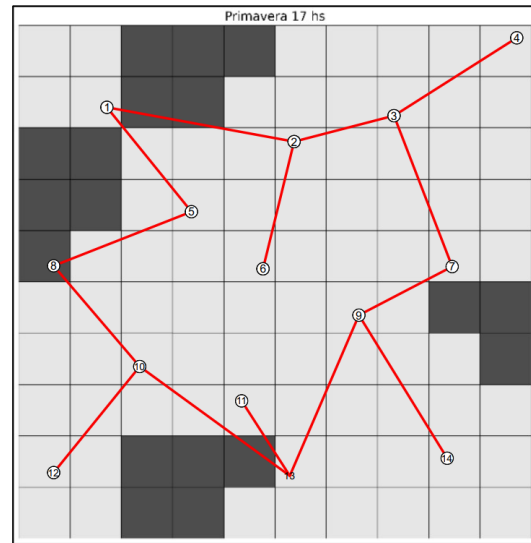
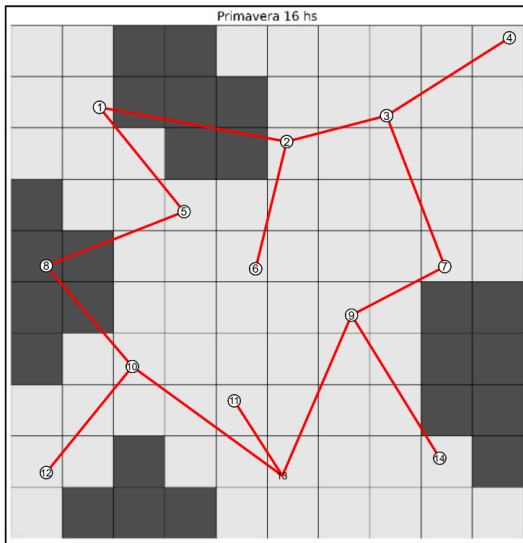


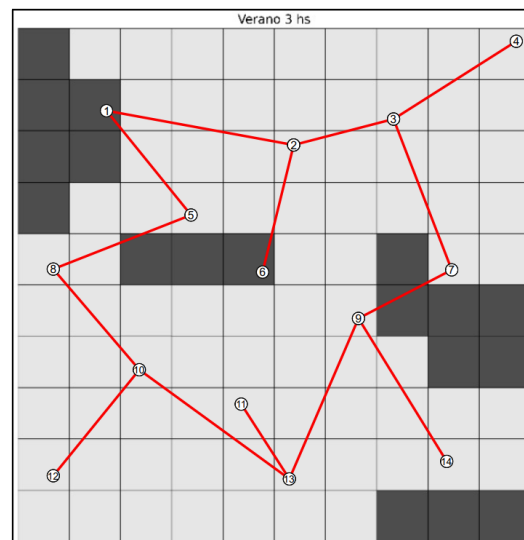
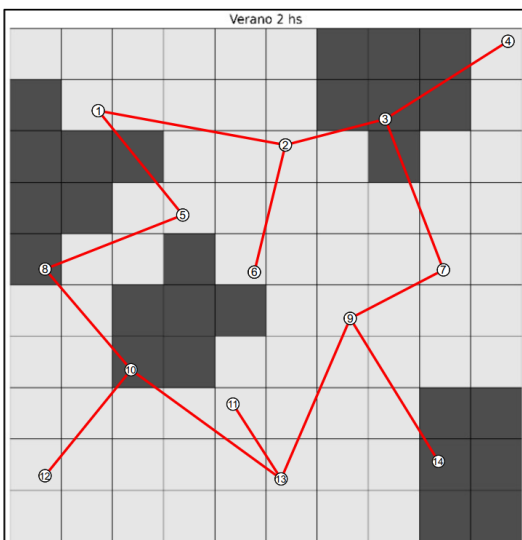
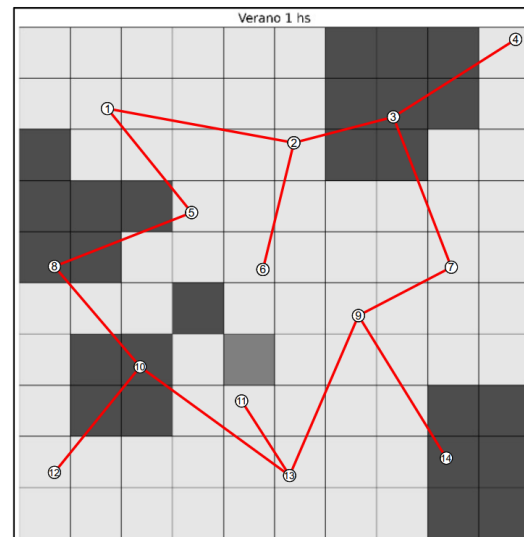
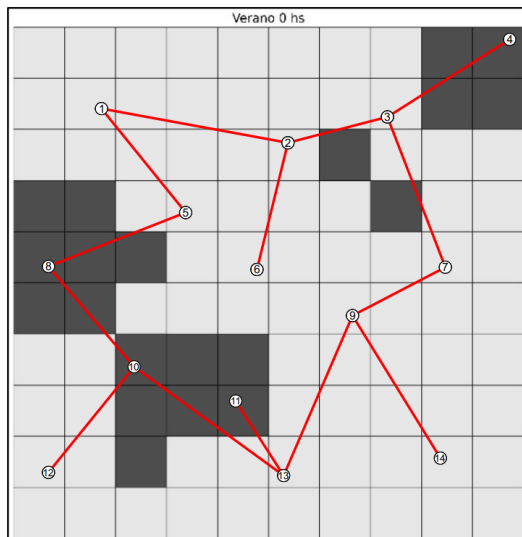
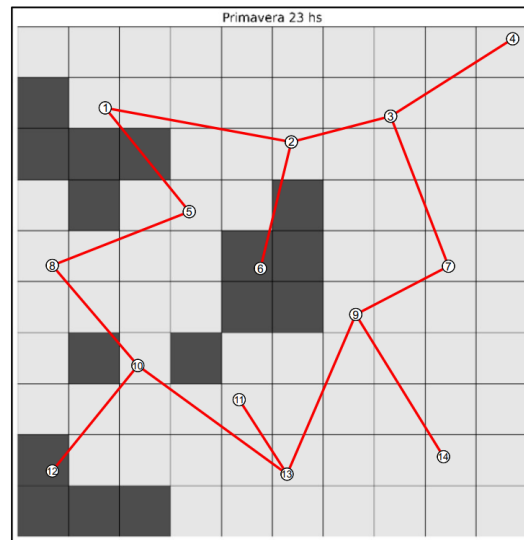
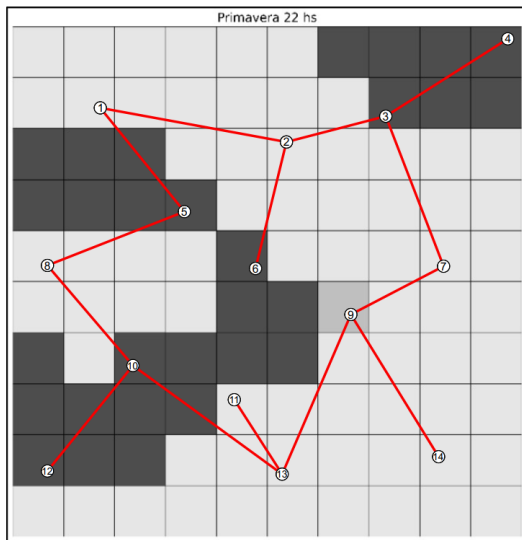


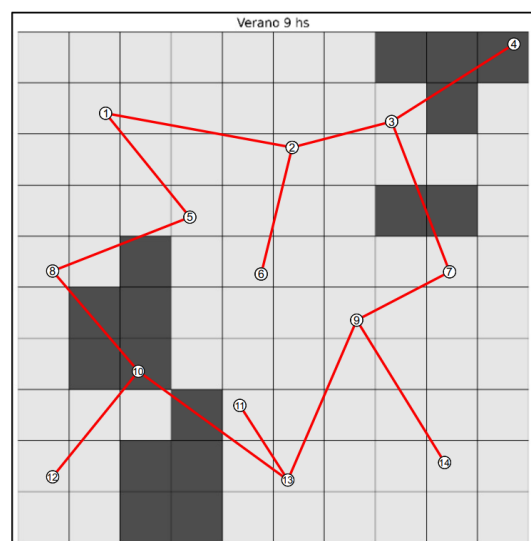
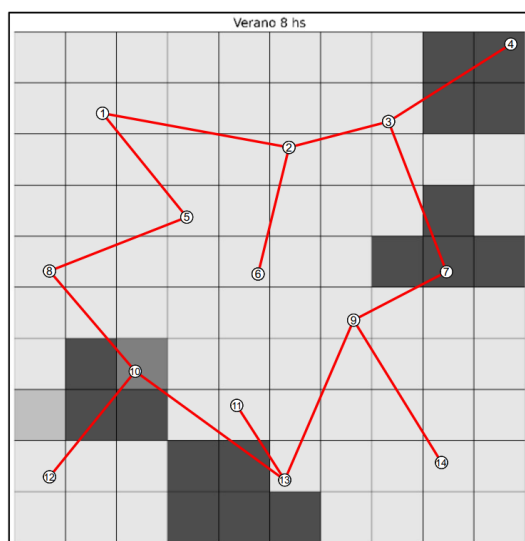
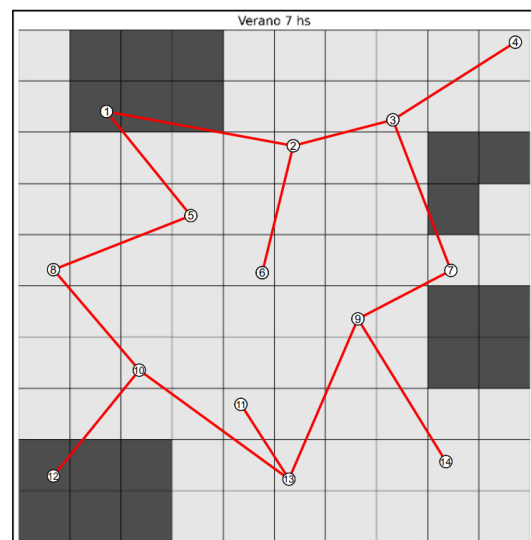
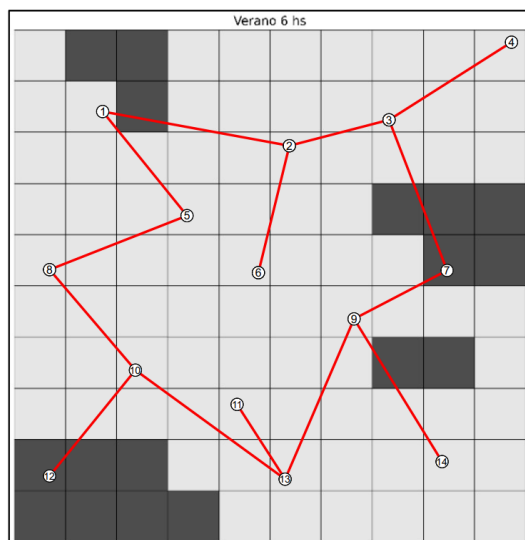
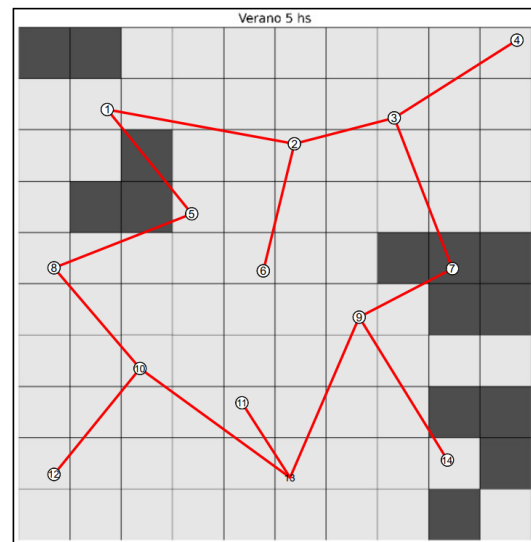
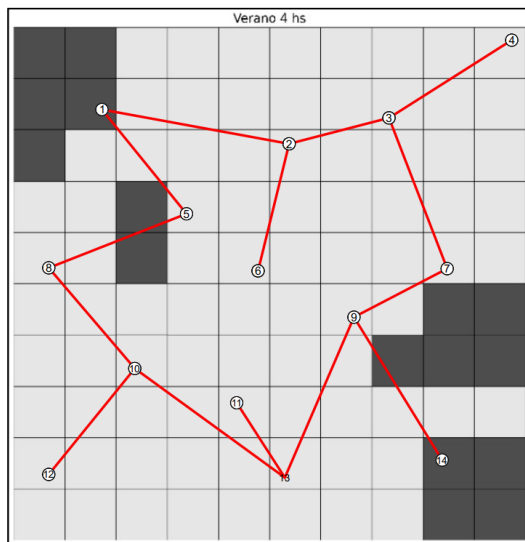


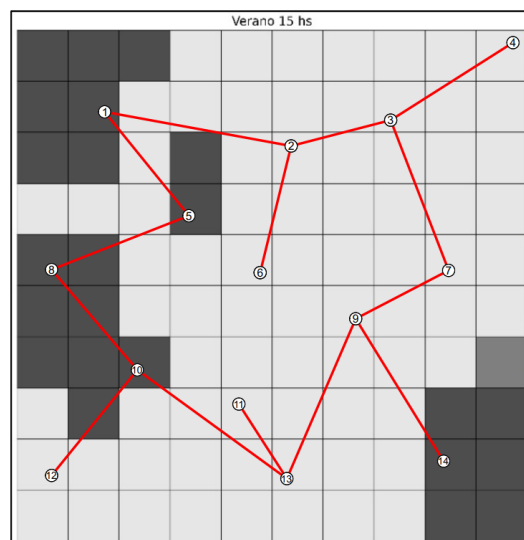
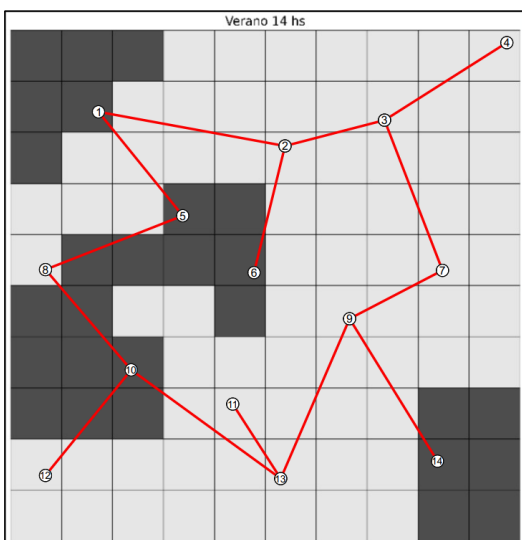
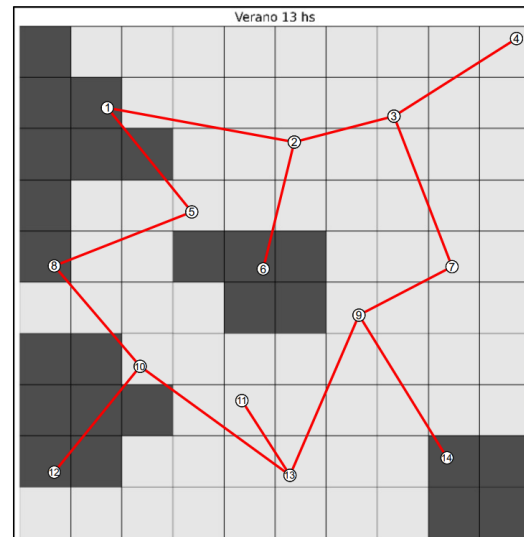
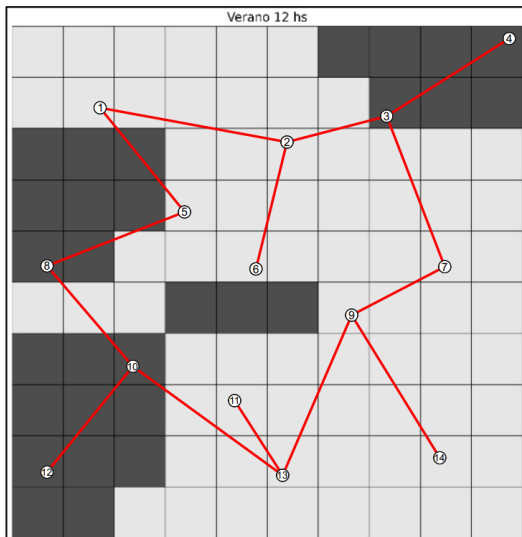
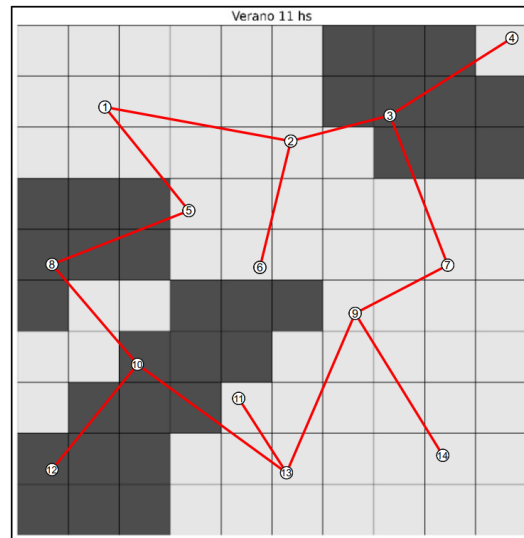
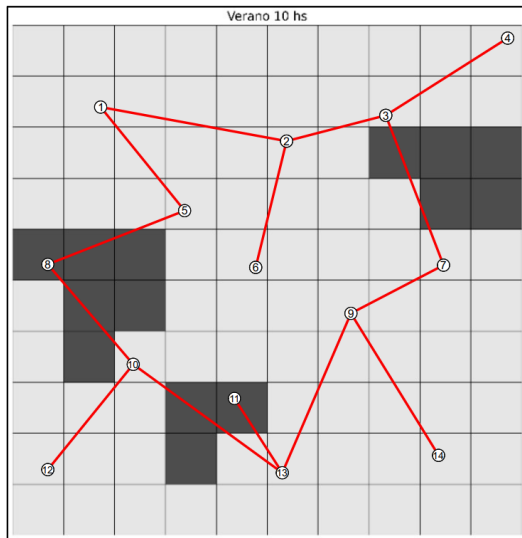


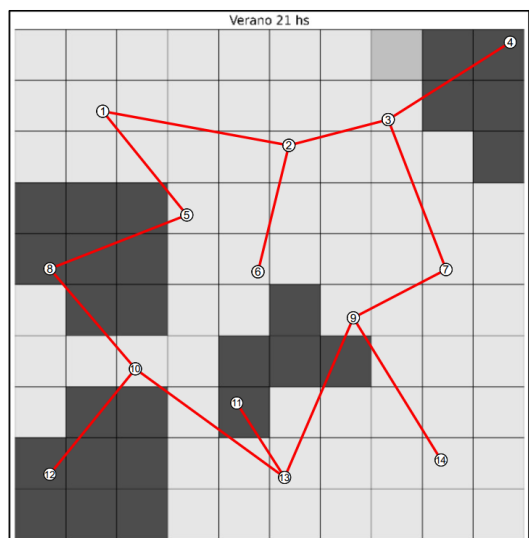
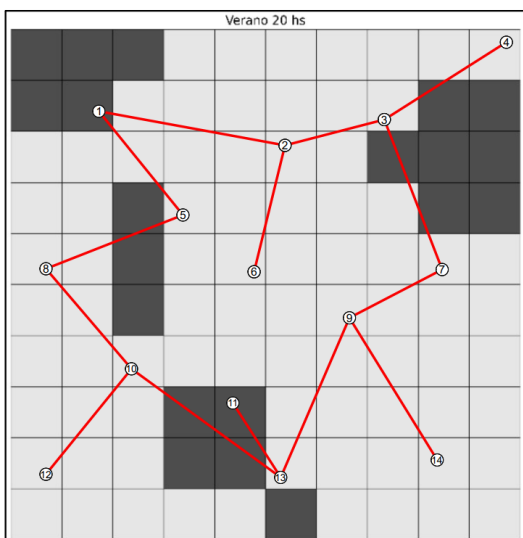
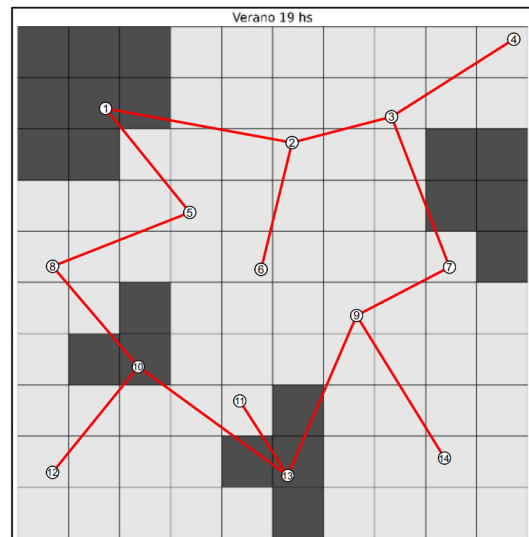
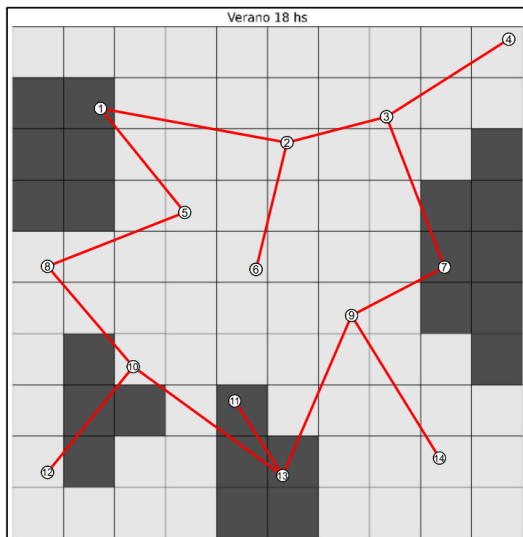
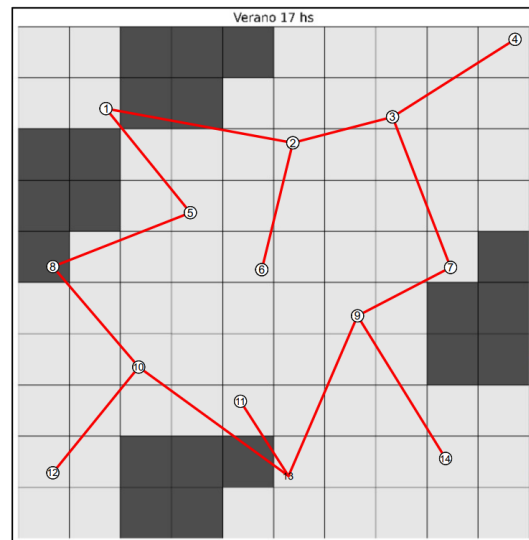
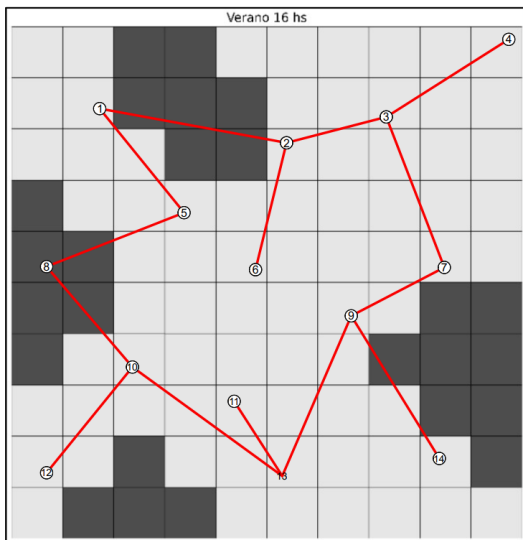


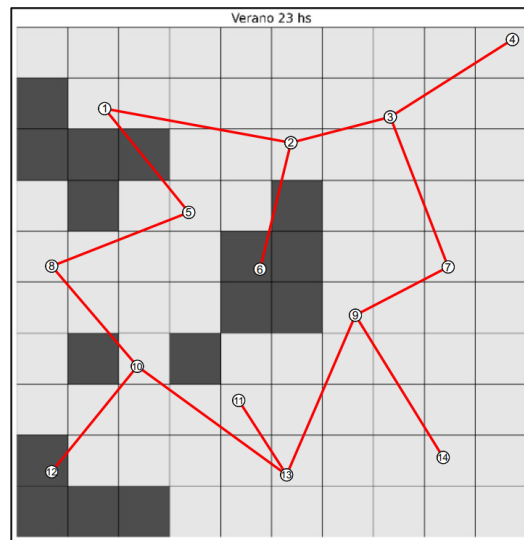
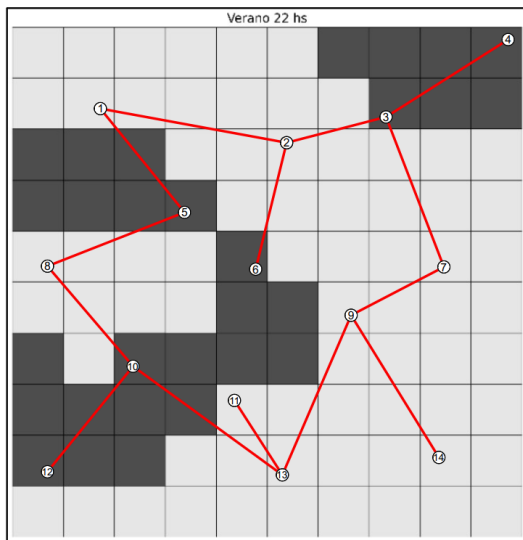






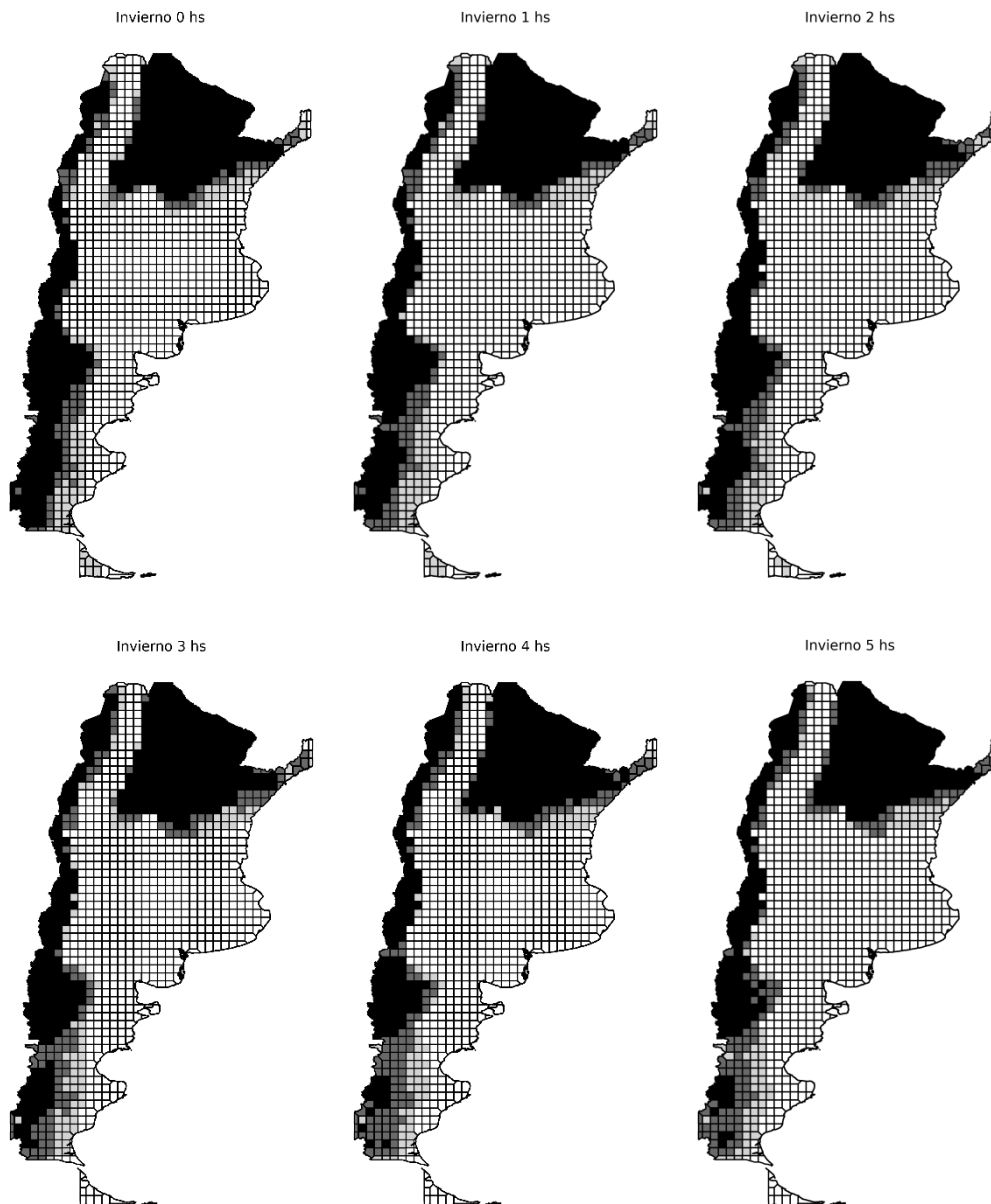




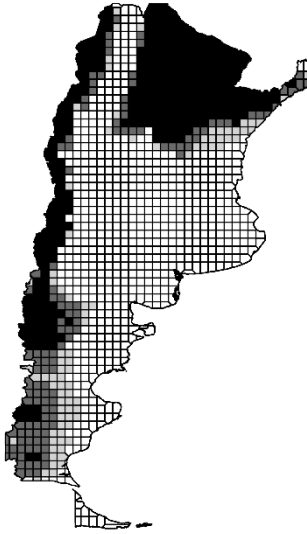


ANEXO "B"

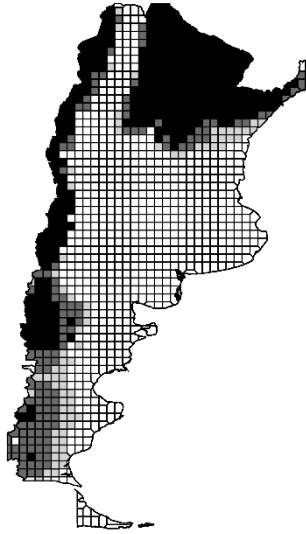
Se muestran los mapas obtenidos al realizar el análisis estadístico sobre la totalidad del territorio argentino.



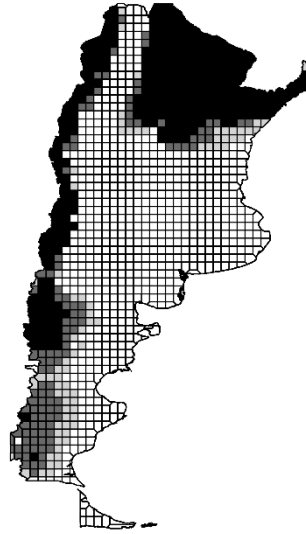
Invierno 6 hs



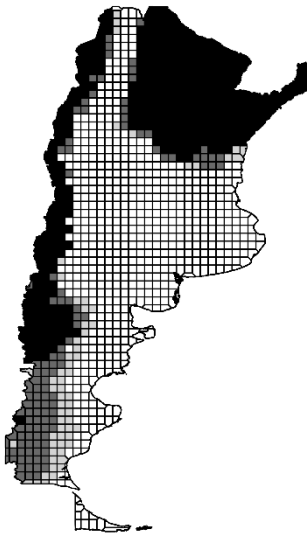
Invierno 7 hs



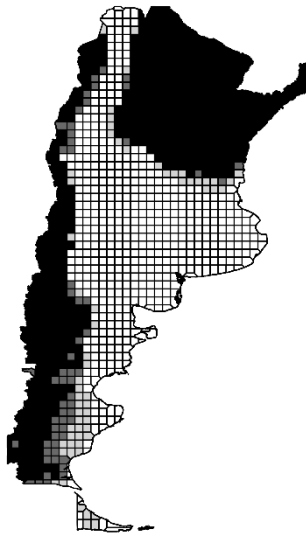
Invierno 8 hs



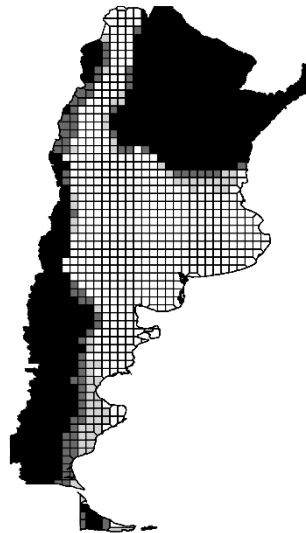
Invierno 9 hs



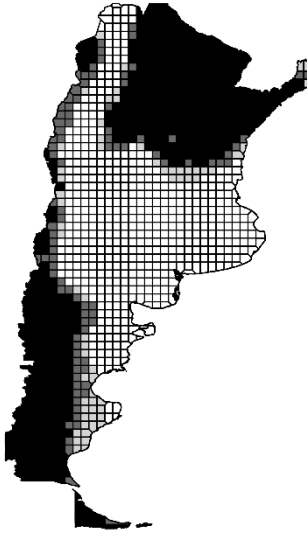
Invierno 10 hs



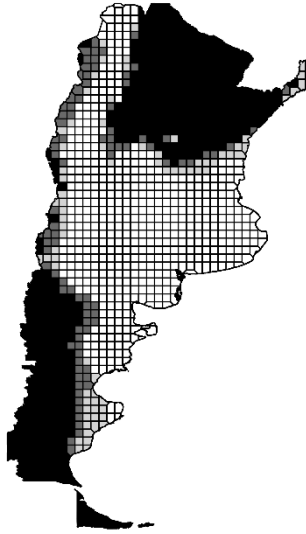
Invierno 11 hs



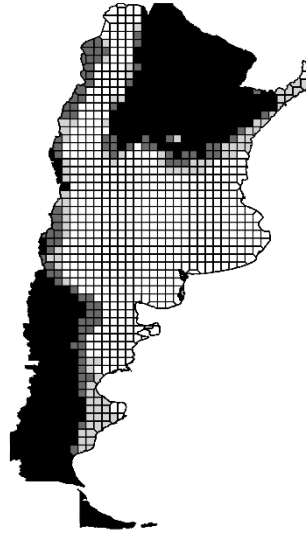
Invierno 12 hs



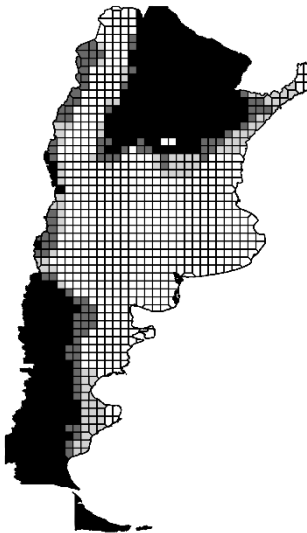
Invierno 13 hs



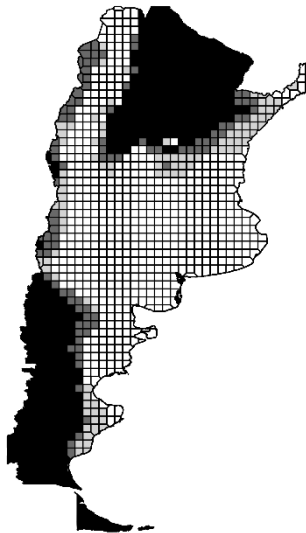
Invierno 14 hs



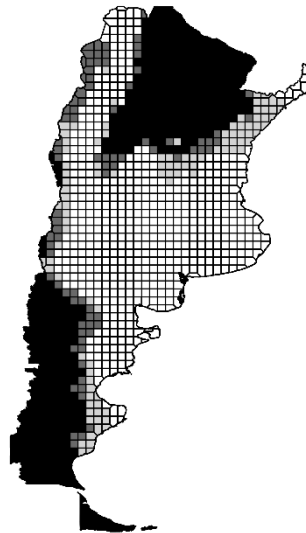
Invierno 15 hs



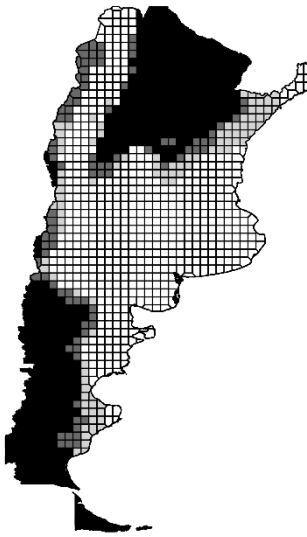
Invierno 16 hs



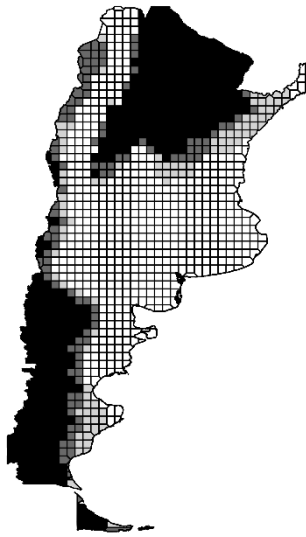
Invierno 17 hs



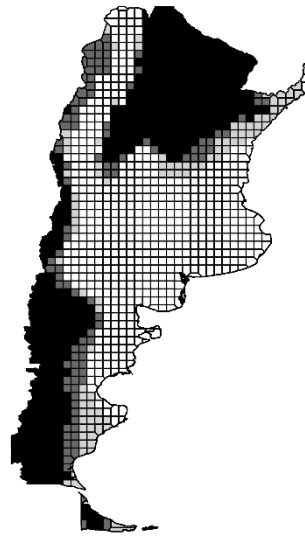
Invierno 18 hs



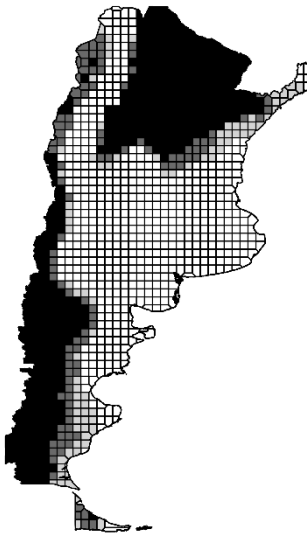
Invierno 19 hs



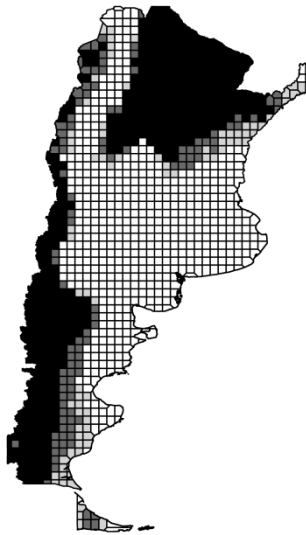
Invierno 20 hs



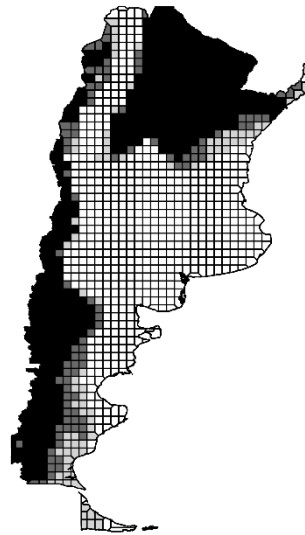
Invierno 21 hs

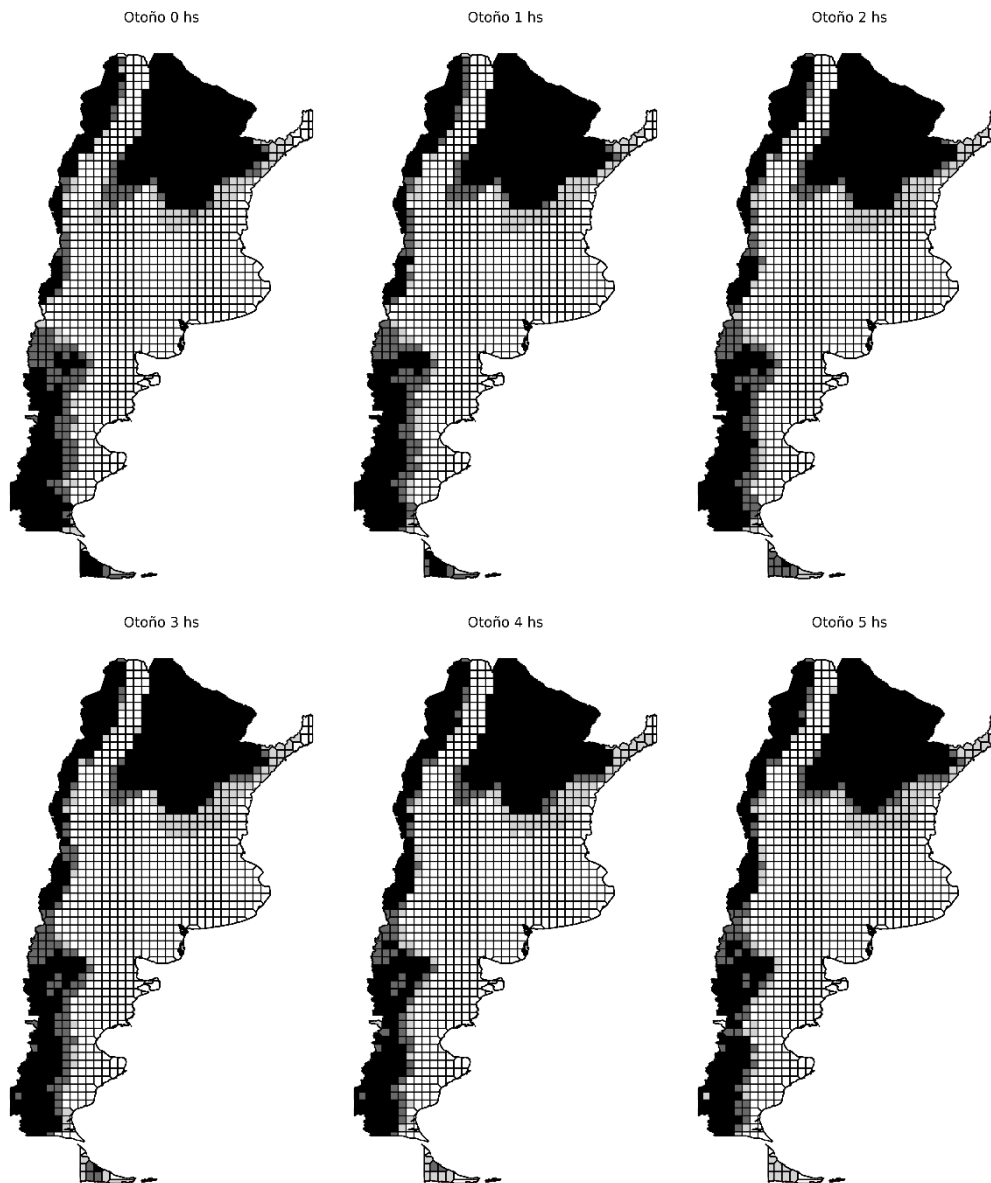


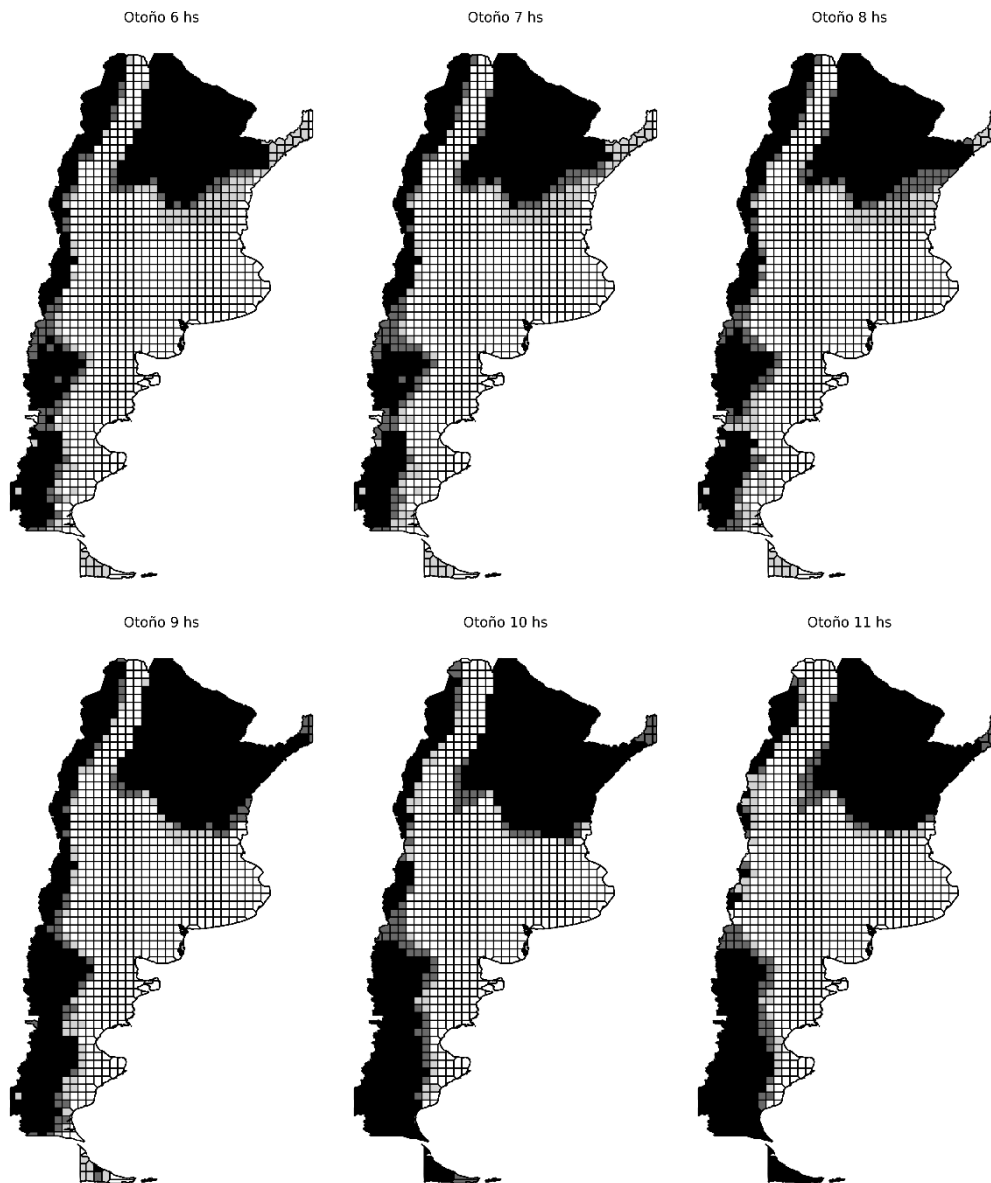
Invierno 22 hs



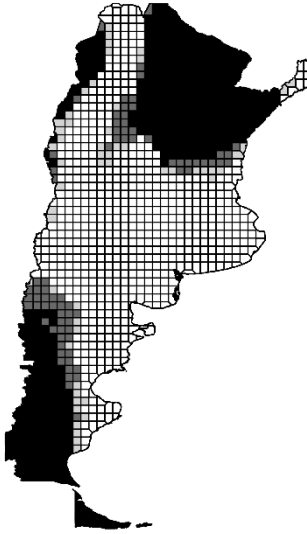
Invierno 23 hs



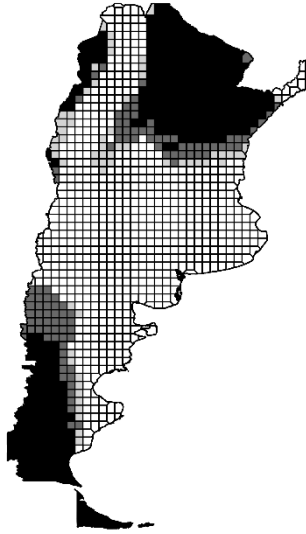




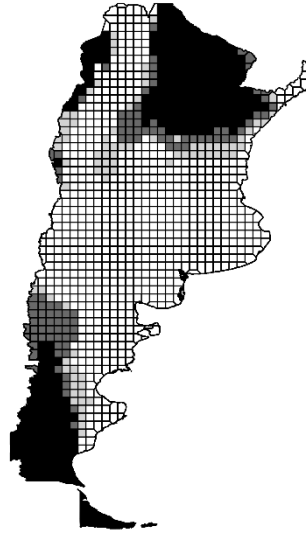
Otoño 12 hs



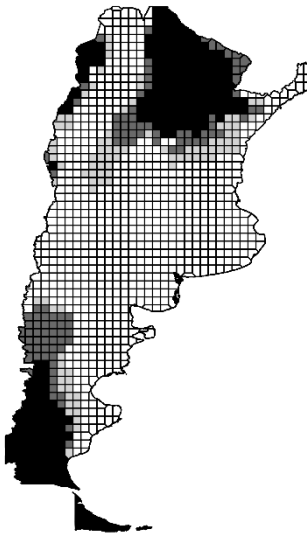
Otoño 13 hs



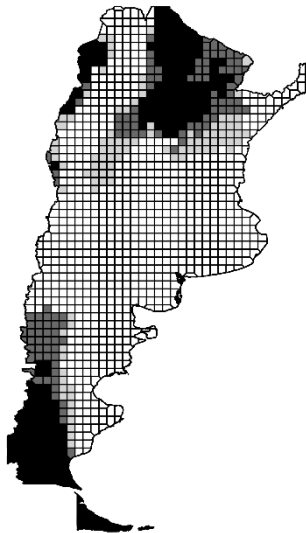
Otoño 14 hs



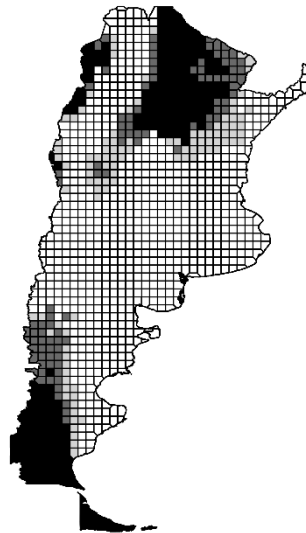
Otoño 15 hs



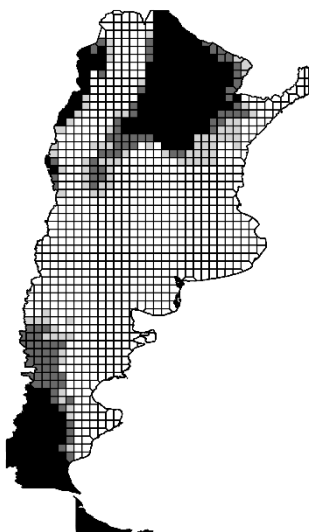
Otoño 16 hs



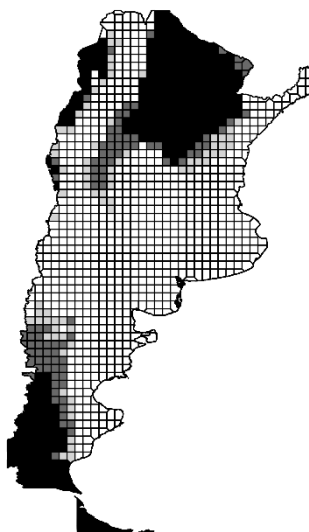
Otoño 17 hs



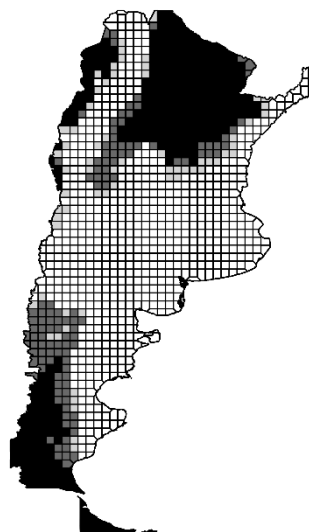
Otoño 18 hs



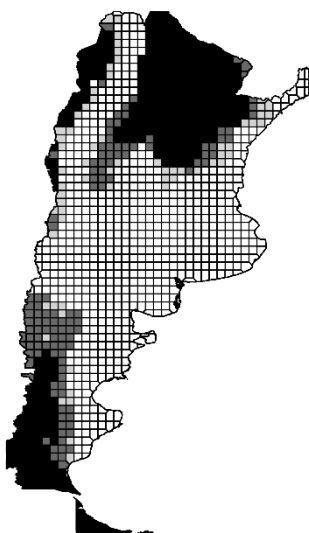
Otoño 19 hs



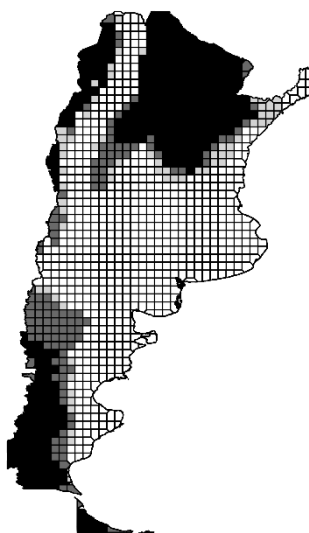
Otoño 20 hs



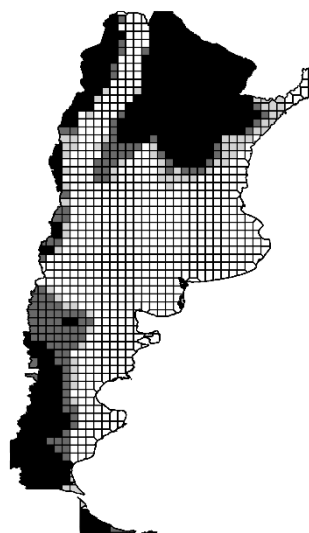
Otoño 21 hs



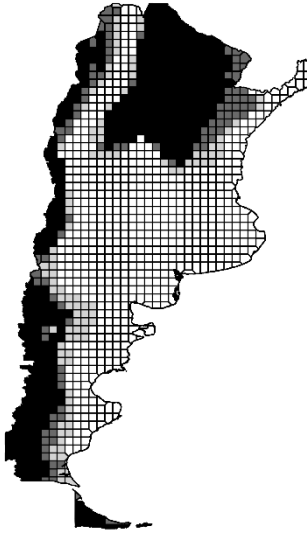
Otoño 22 hs



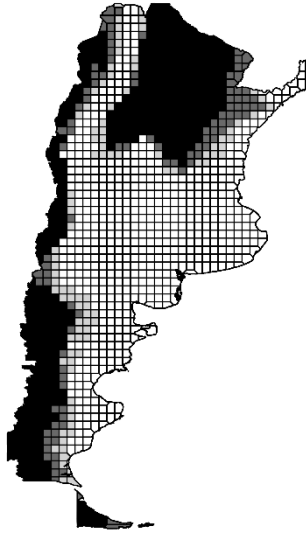
Otoño 23 hs



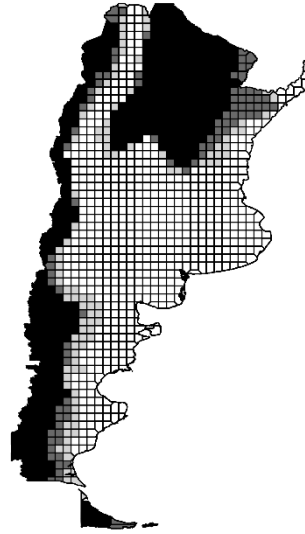
Primavera 0 hs



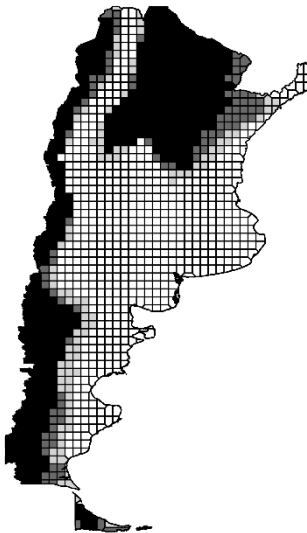
Primavera 1 hs



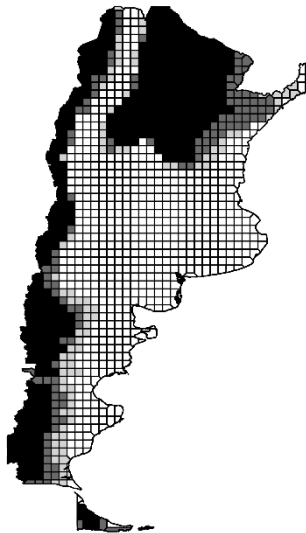
Primavera 2 hs



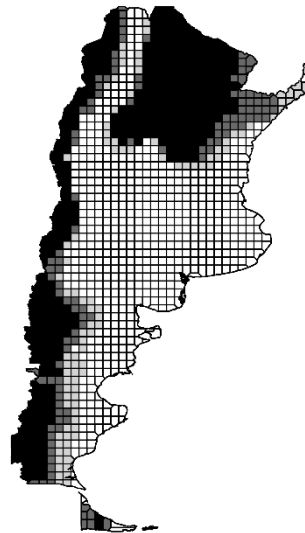
Primavera 3 hs



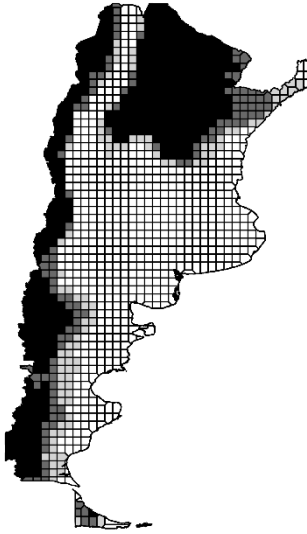
Primavera 4 hs



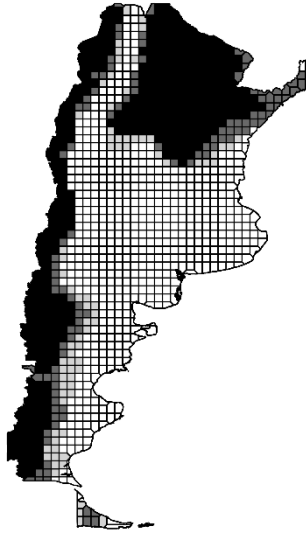
Primavera 5 hs



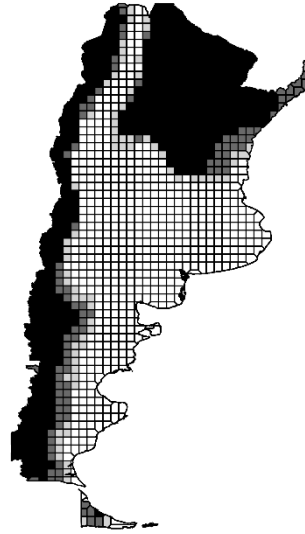
Primavera 6 hs



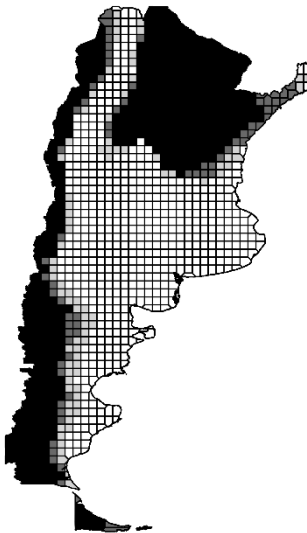
Primavera 7 hs



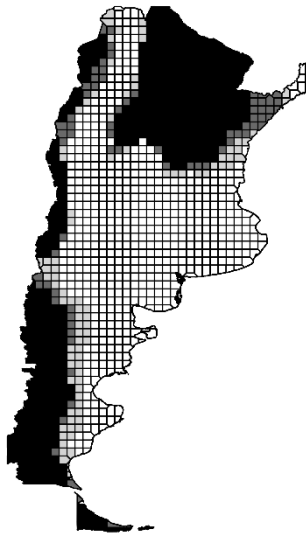
Primavera 8 hs



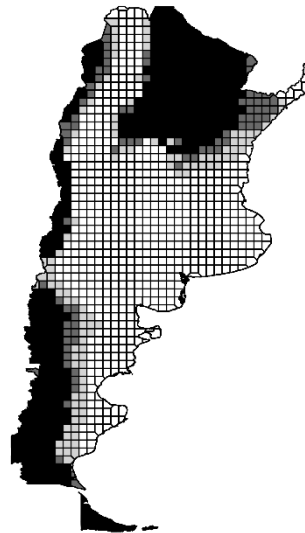
Primavera 9 hs



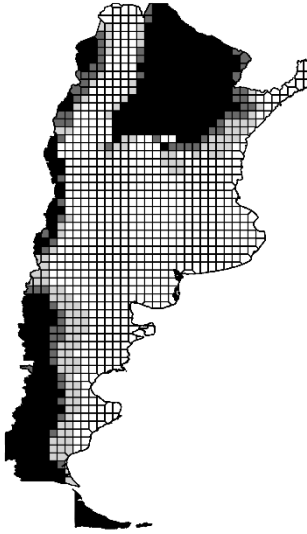
Primavera 10 hs



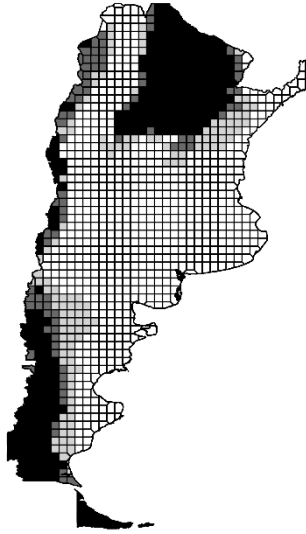
Primavera 11 hs



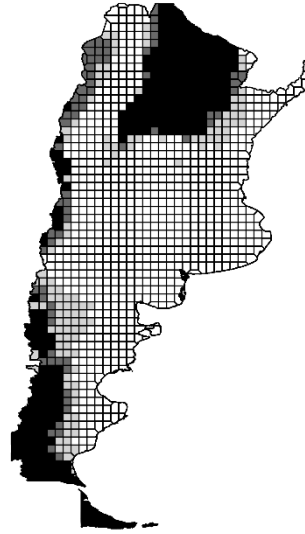
Primavera 12 hs



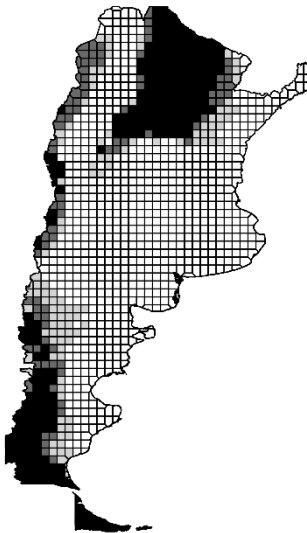
Primavera 13 hs



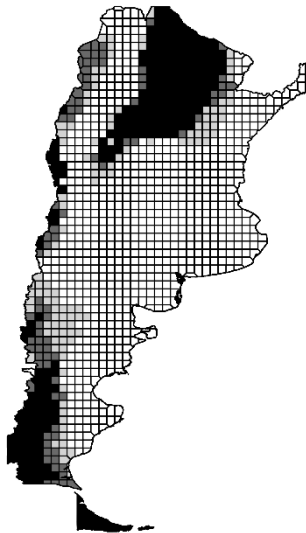
Primavera 14 hs



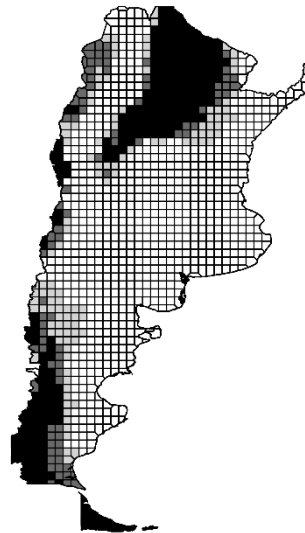
Primavera 15 hs



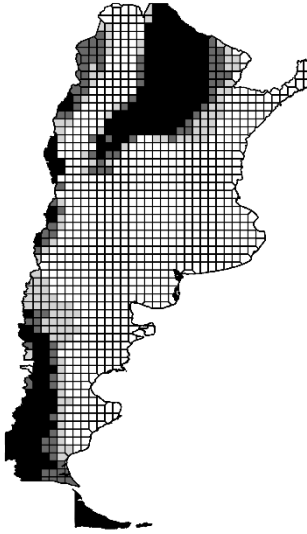
Primavera 16 hs



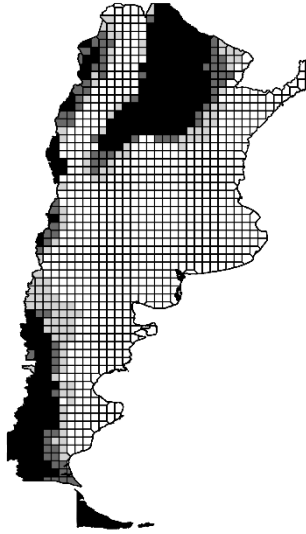
Primavera 17 hs



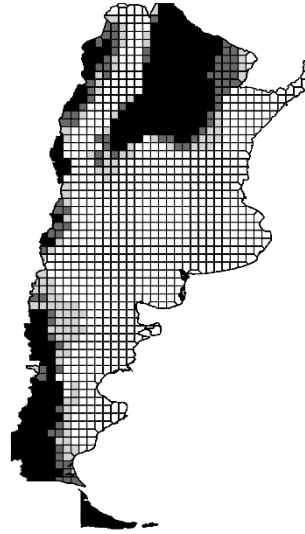
Primavera 18 hs



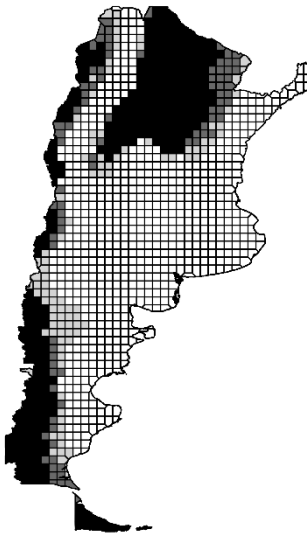
Primavera 19 hs



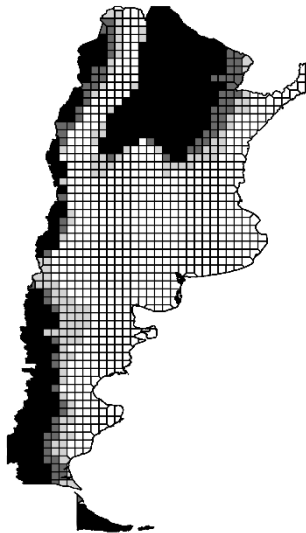
Primavera 20 hs



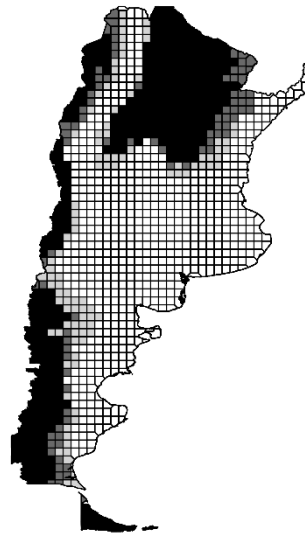
Primavera 21 hs



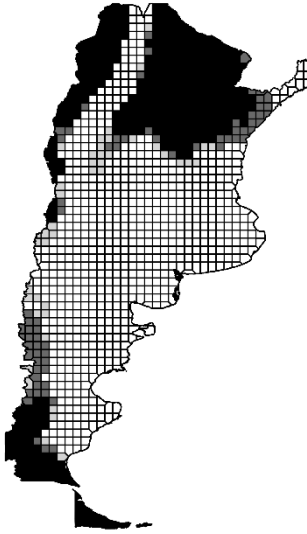
Primavera 22 hs



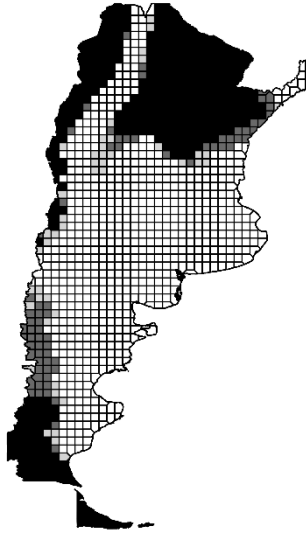
Primavera 23 hs



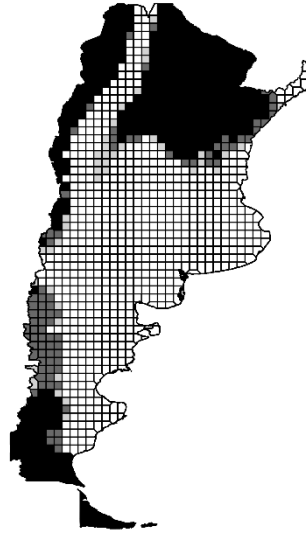
Verano 0 hs



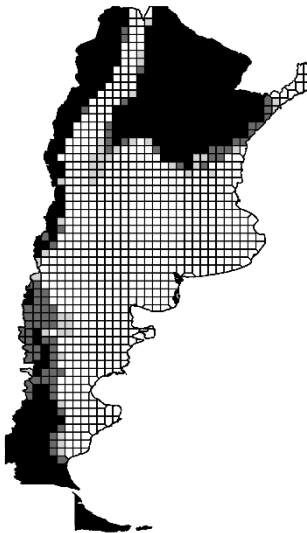
Verano 1 hs



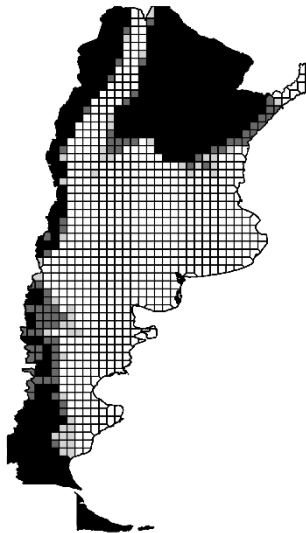
Verano 2 hs



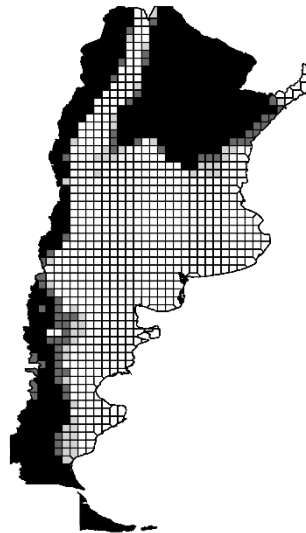
Verano 3 hs



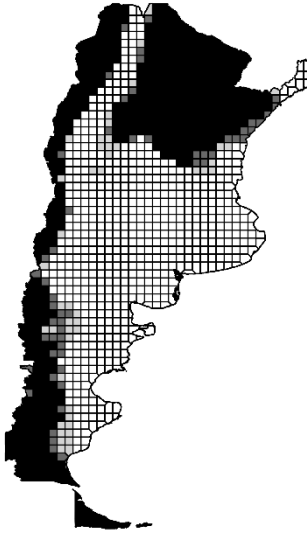
Verano 4 hs



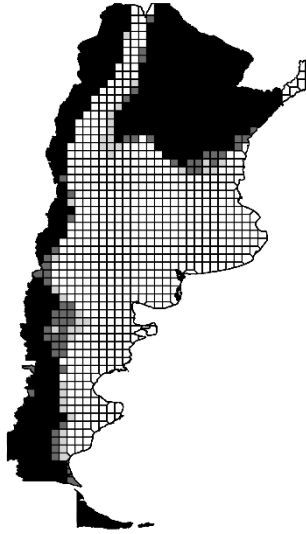
Verano 5 hs



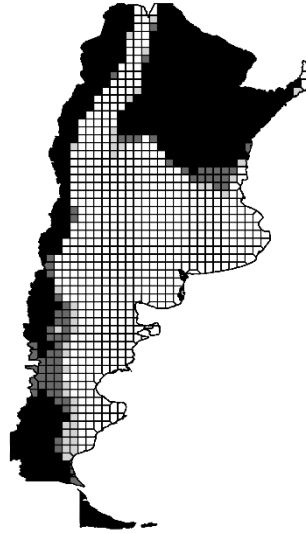
Verano 6 hs



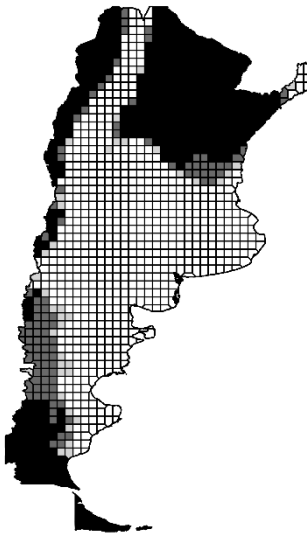
Verano 7 hs



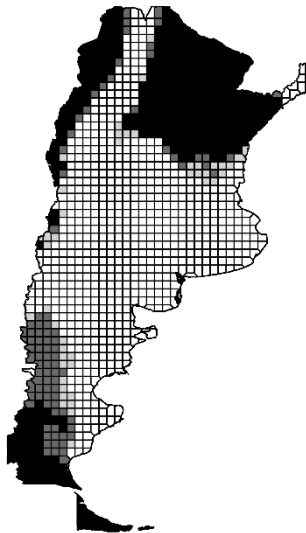
Verano 8 hs



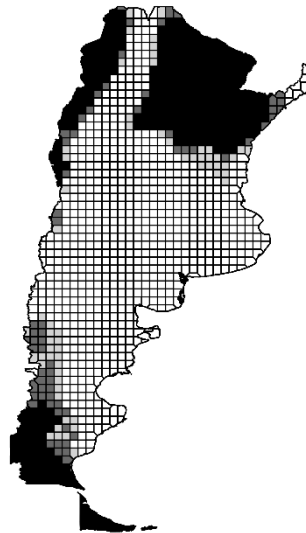
Verano 9 hs



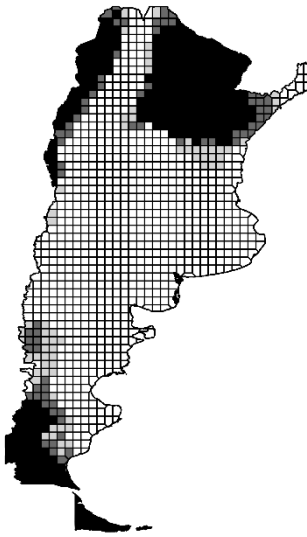
Verano 10 hs



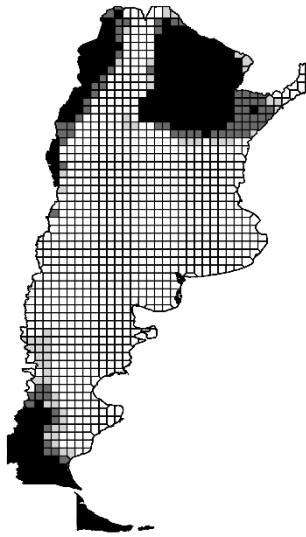
Verano 11 hs



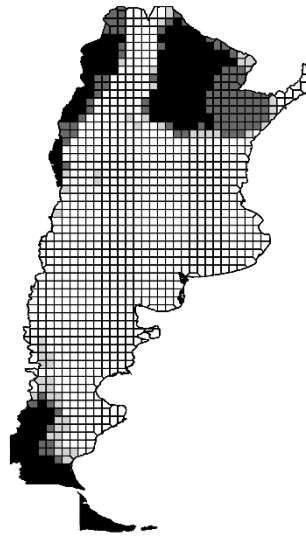
Verano 12 hs



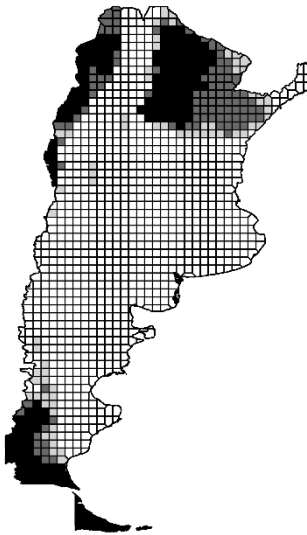
Verano 13 hs



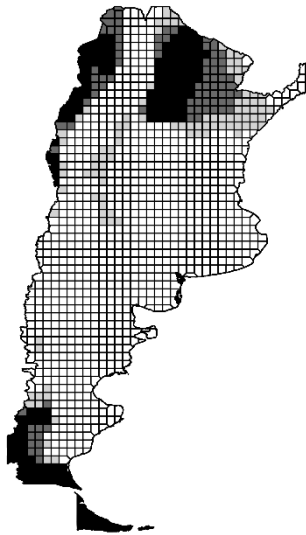
Verano 14 hs



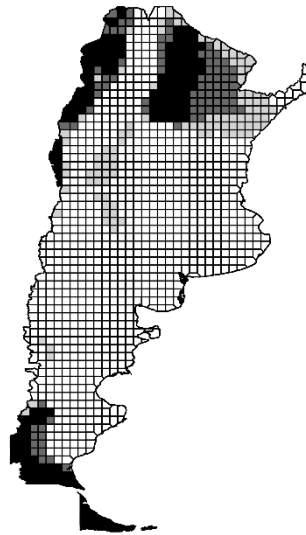
Verano 15 hs



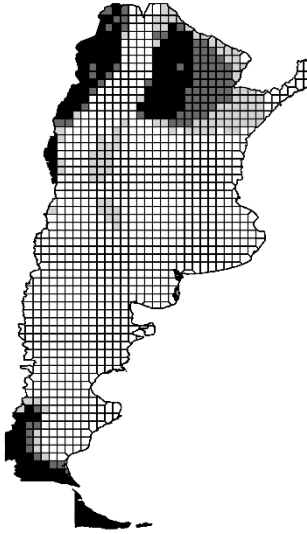
Verano 16 hs



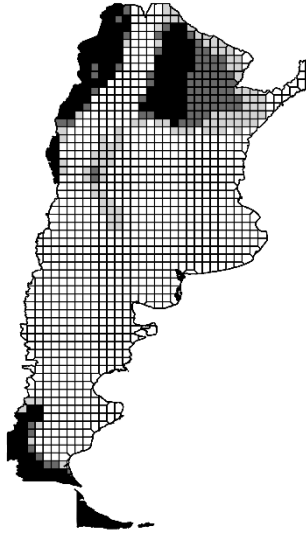
Verano 17 hs



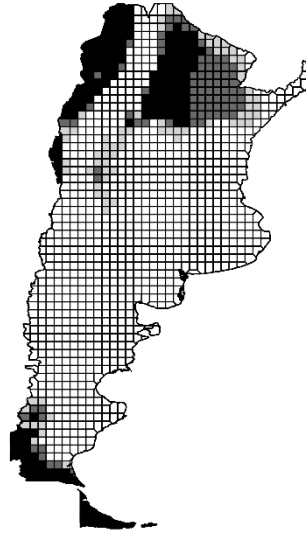
Verano 18 hs



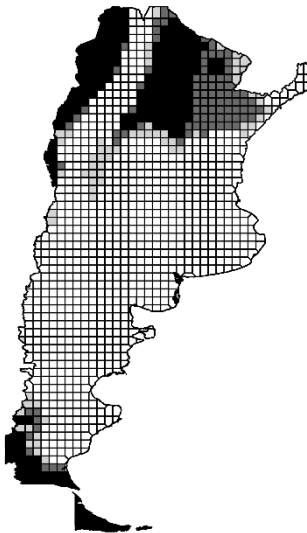
Verano 19 hs



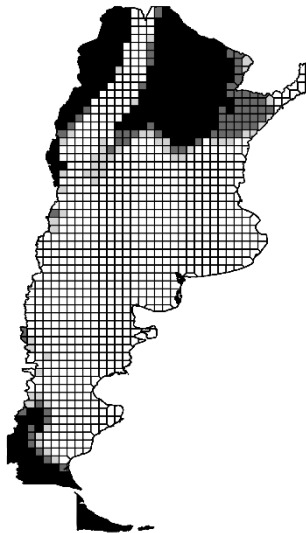
Verano 20 hs



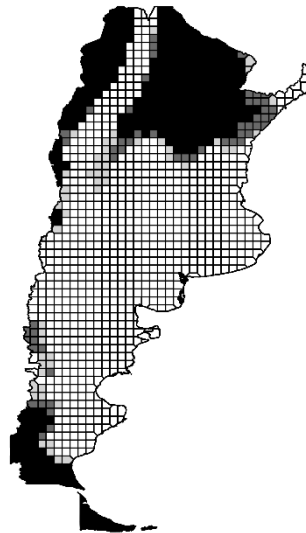
Verano 21 hs



Verano 22 hs

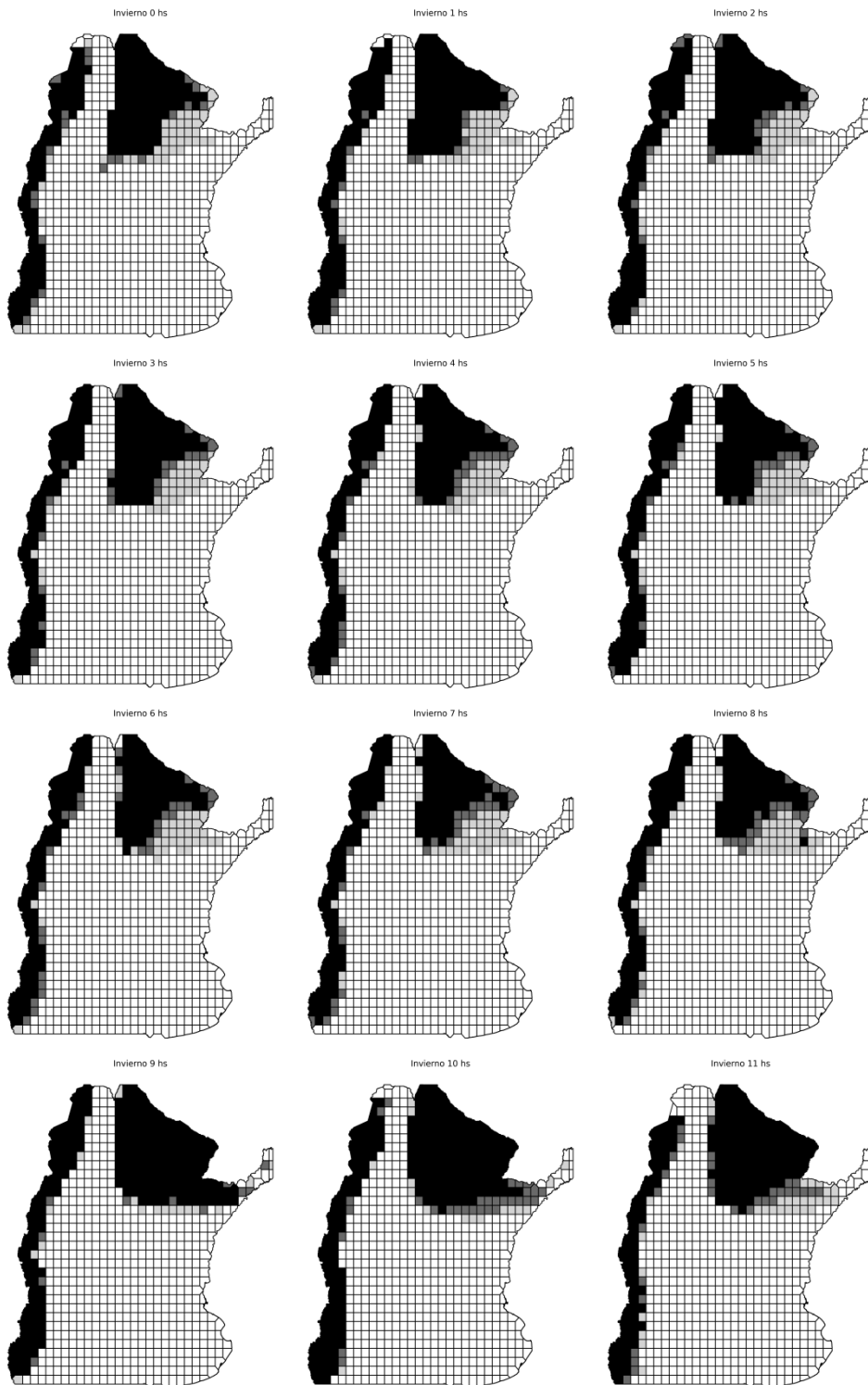


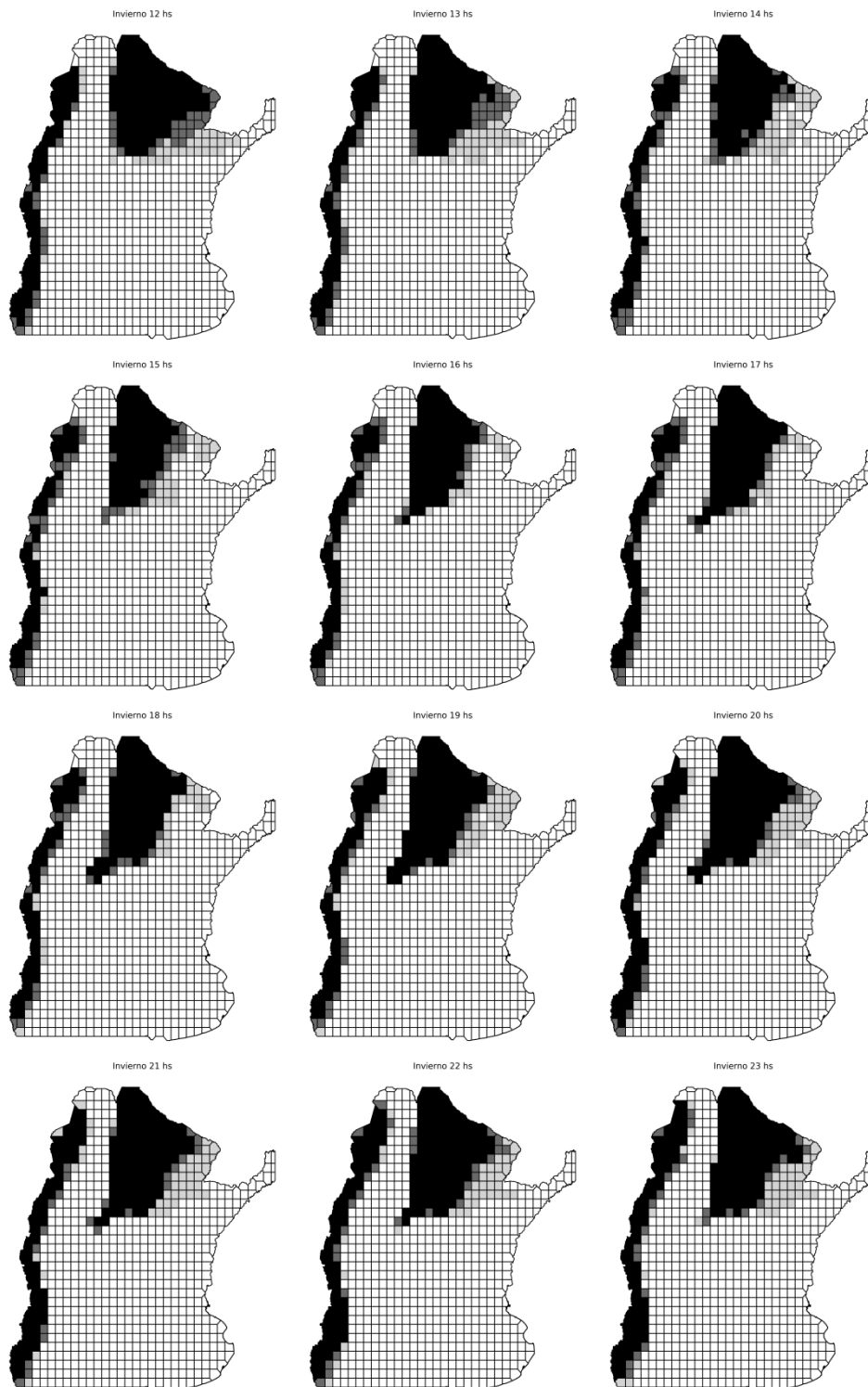
Verano 23 hs

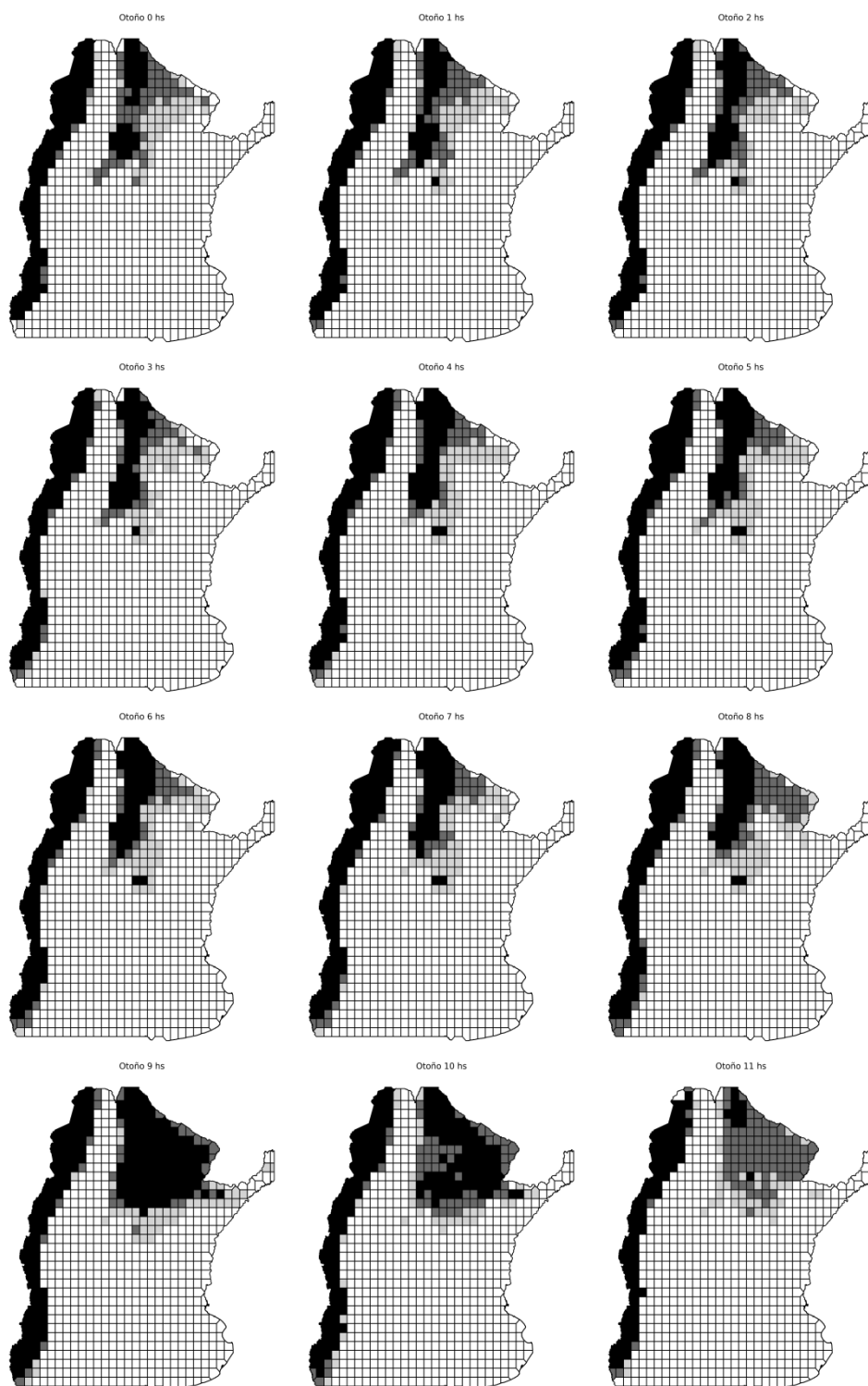


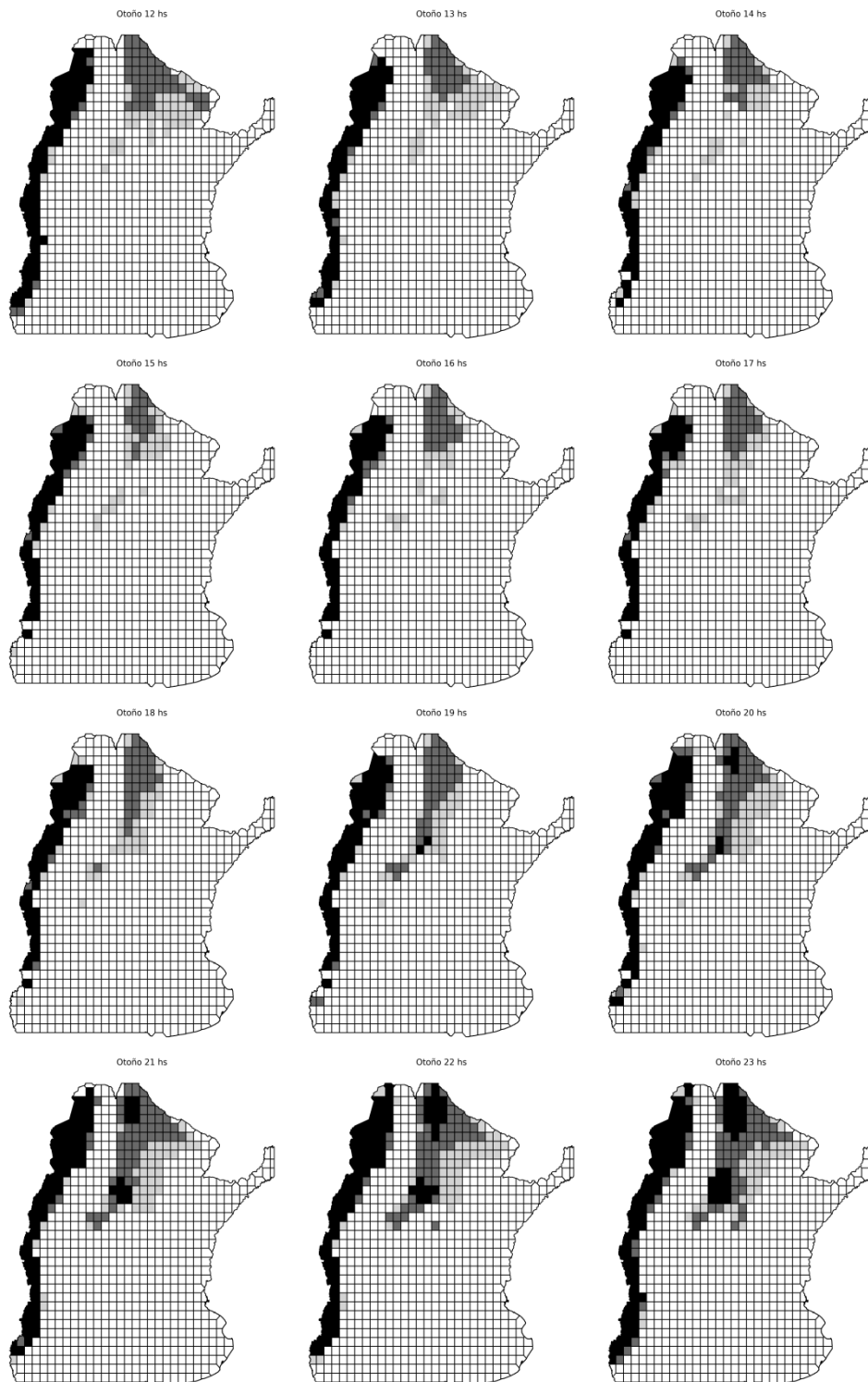
ANEXO “C”

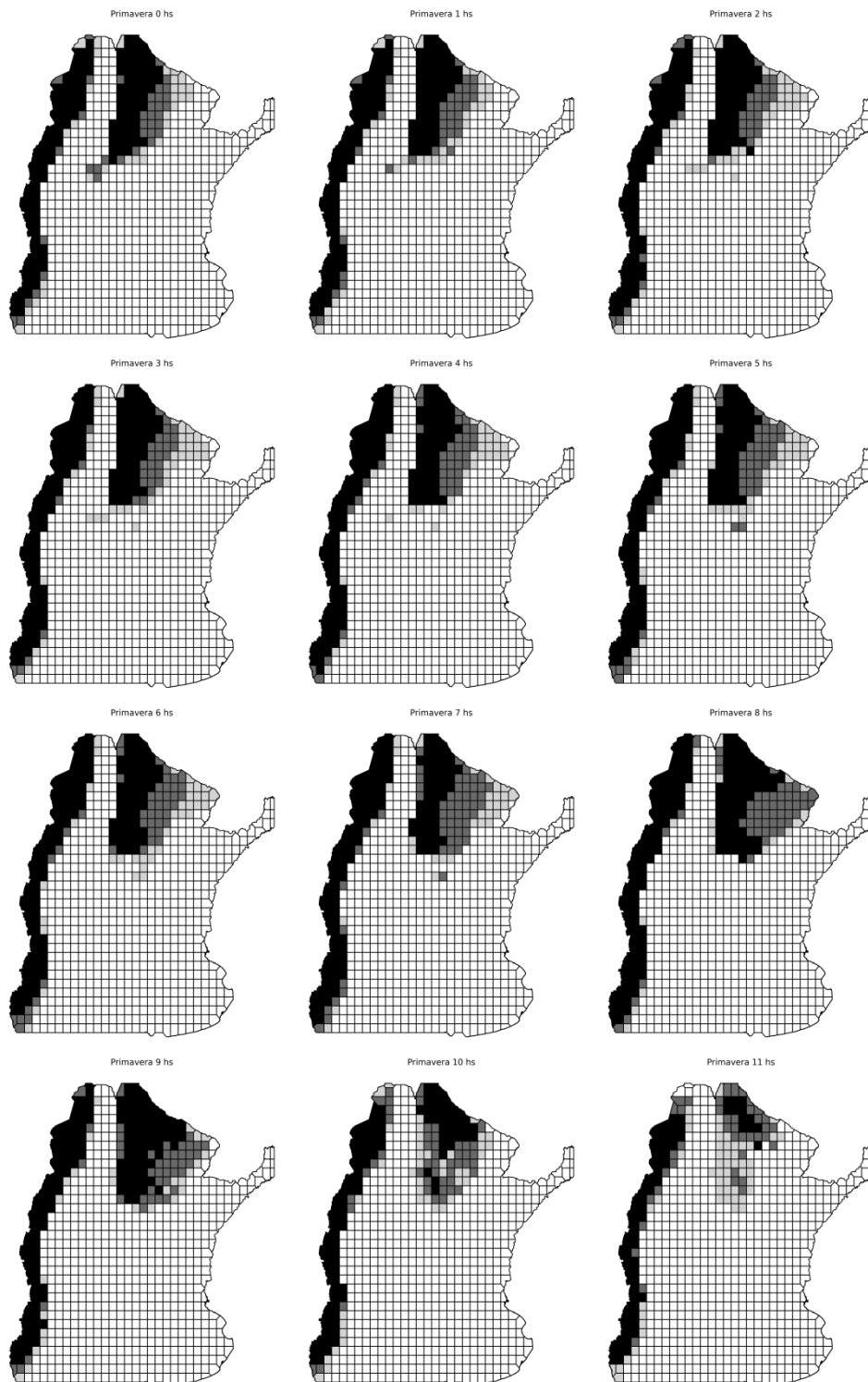
Se muestran los resultados del análisis estadístico sobre el territorio argentino dividido en dos partes. Primero se muestra la parte superior.

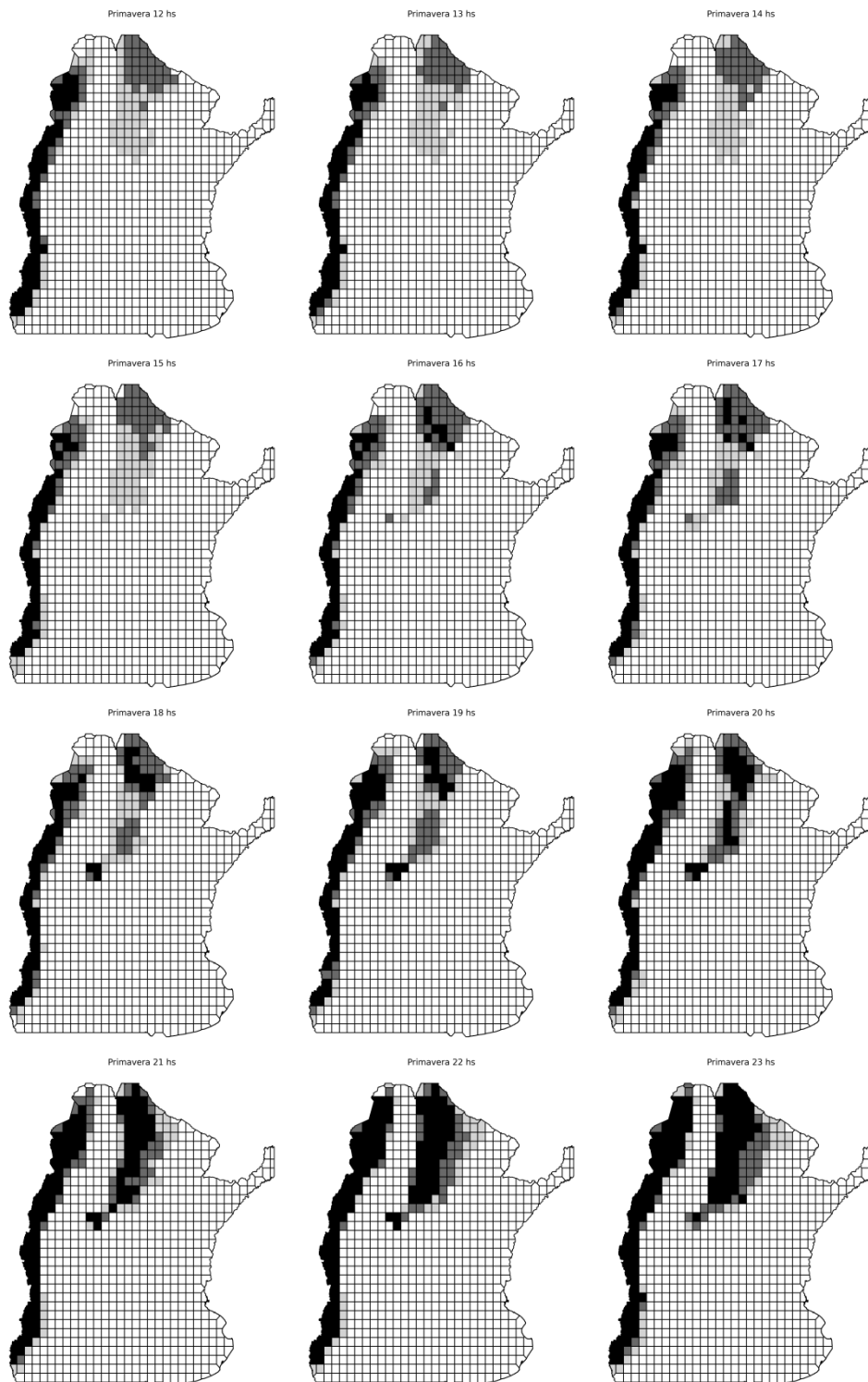


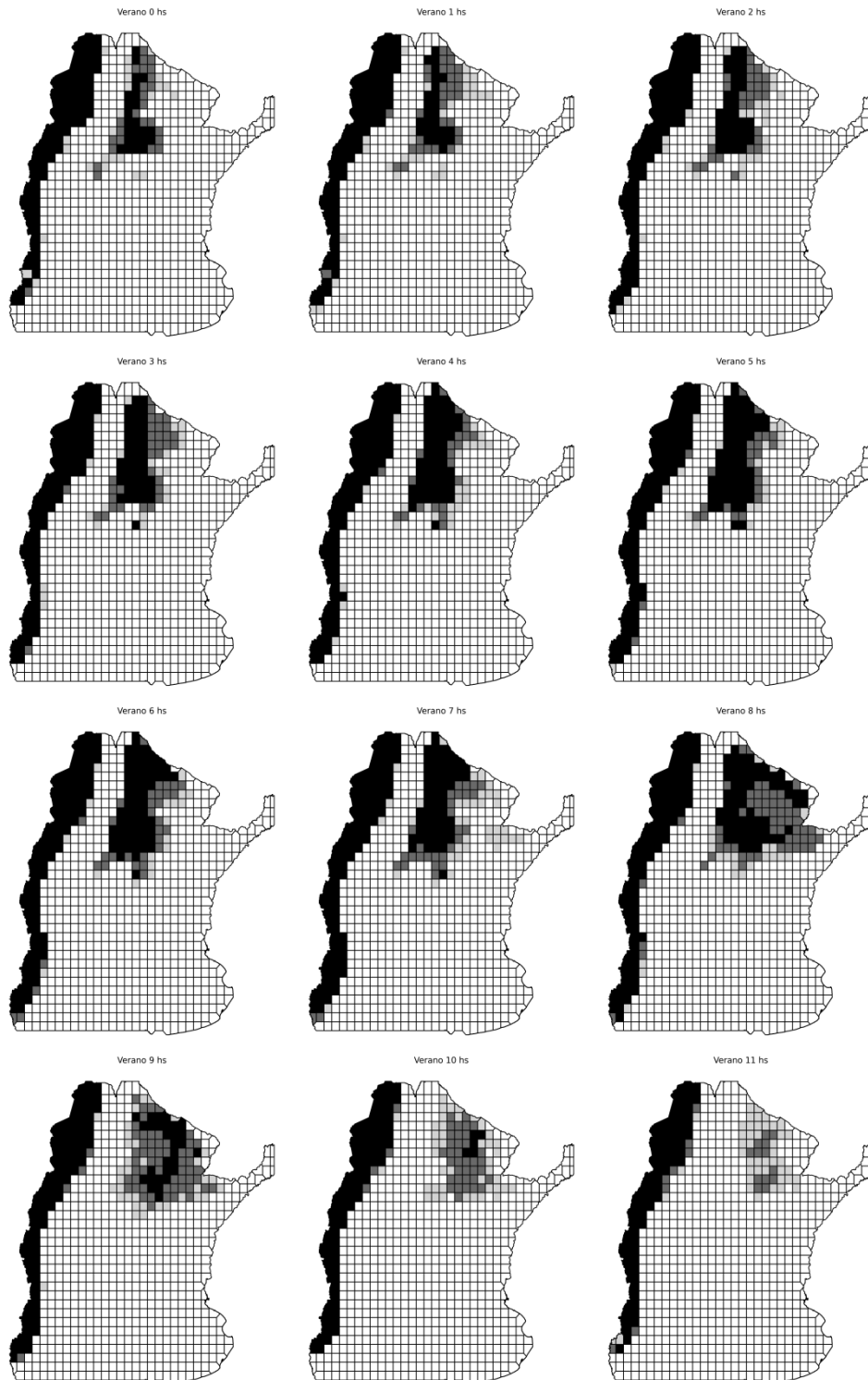


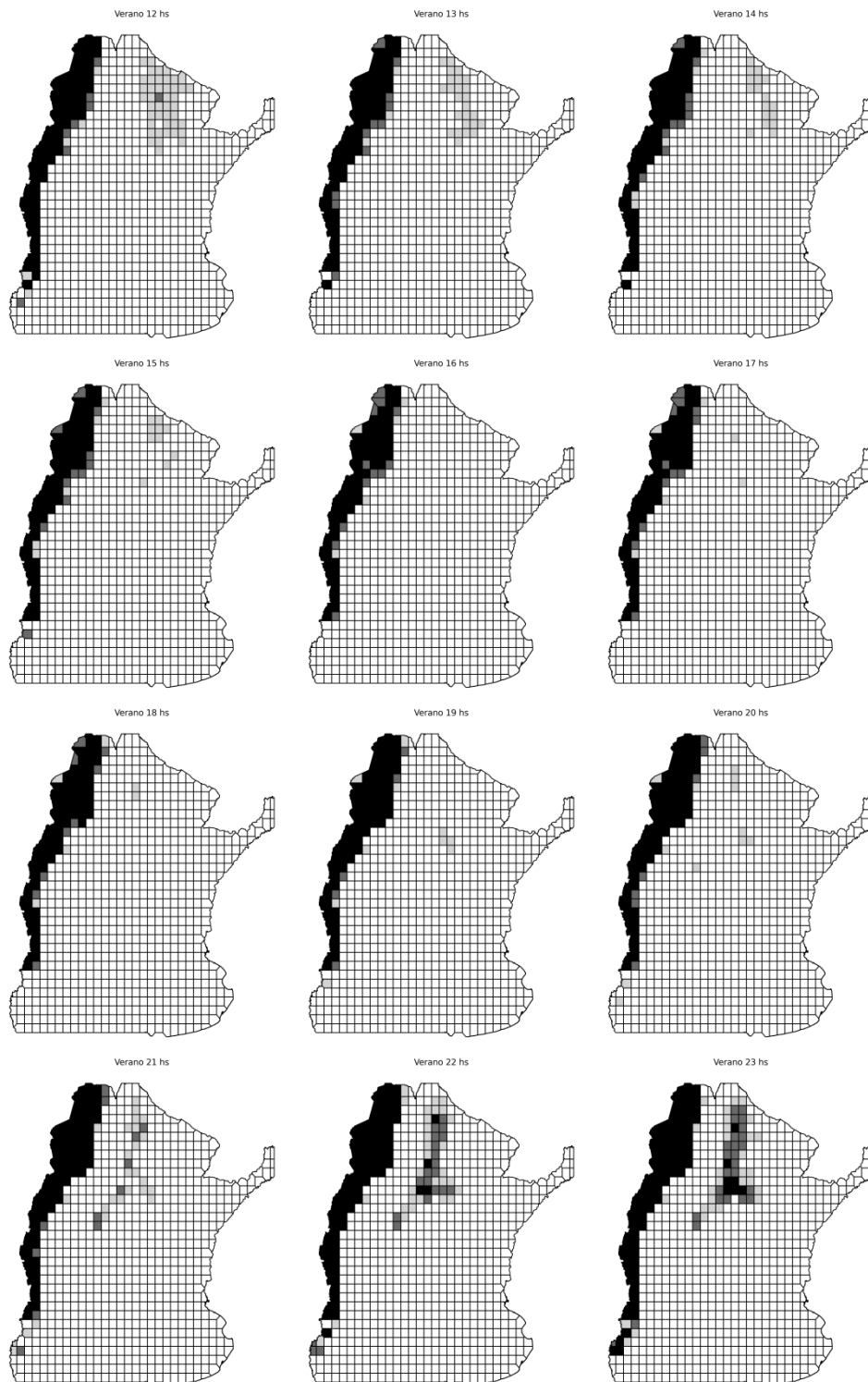




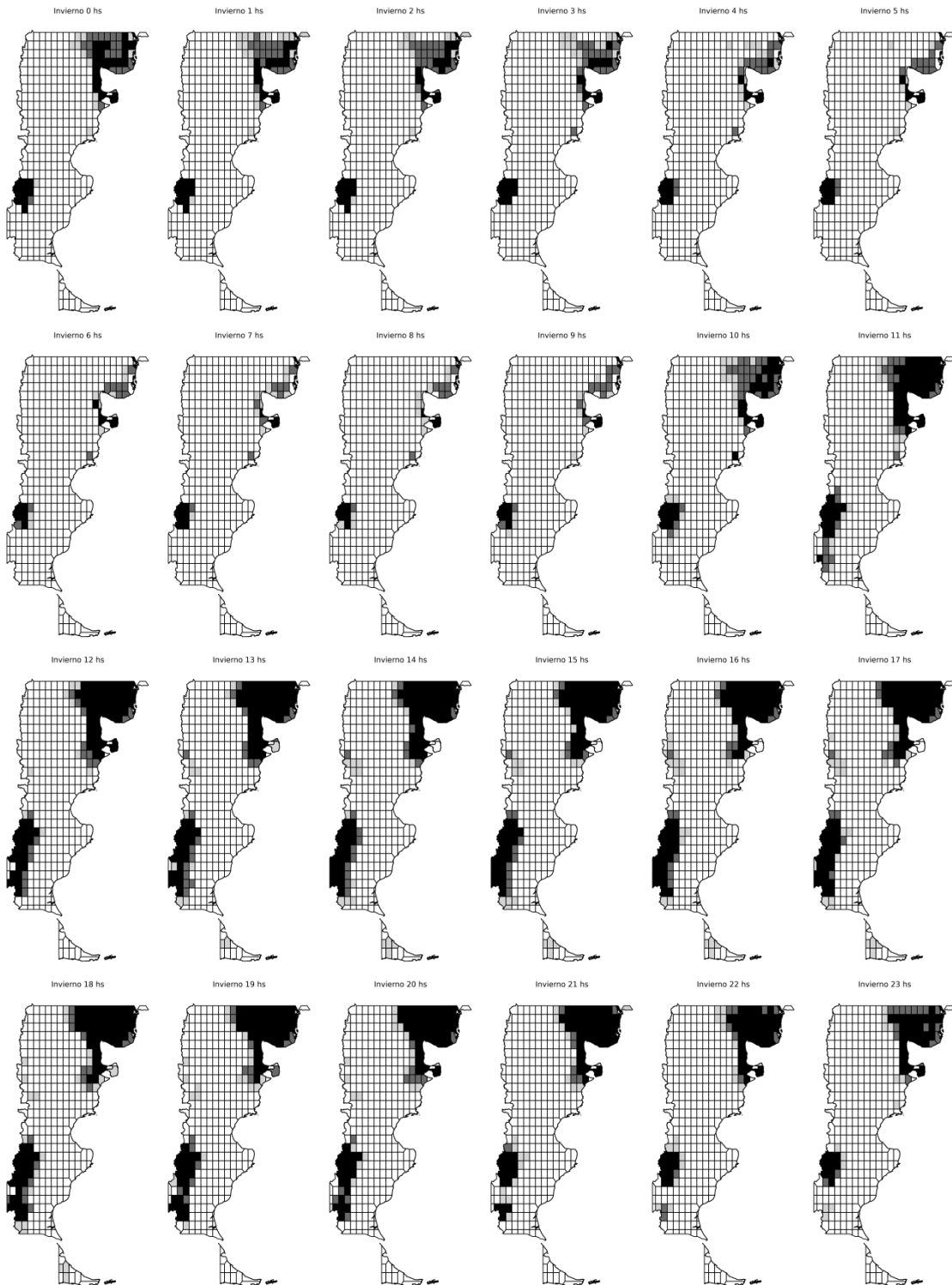


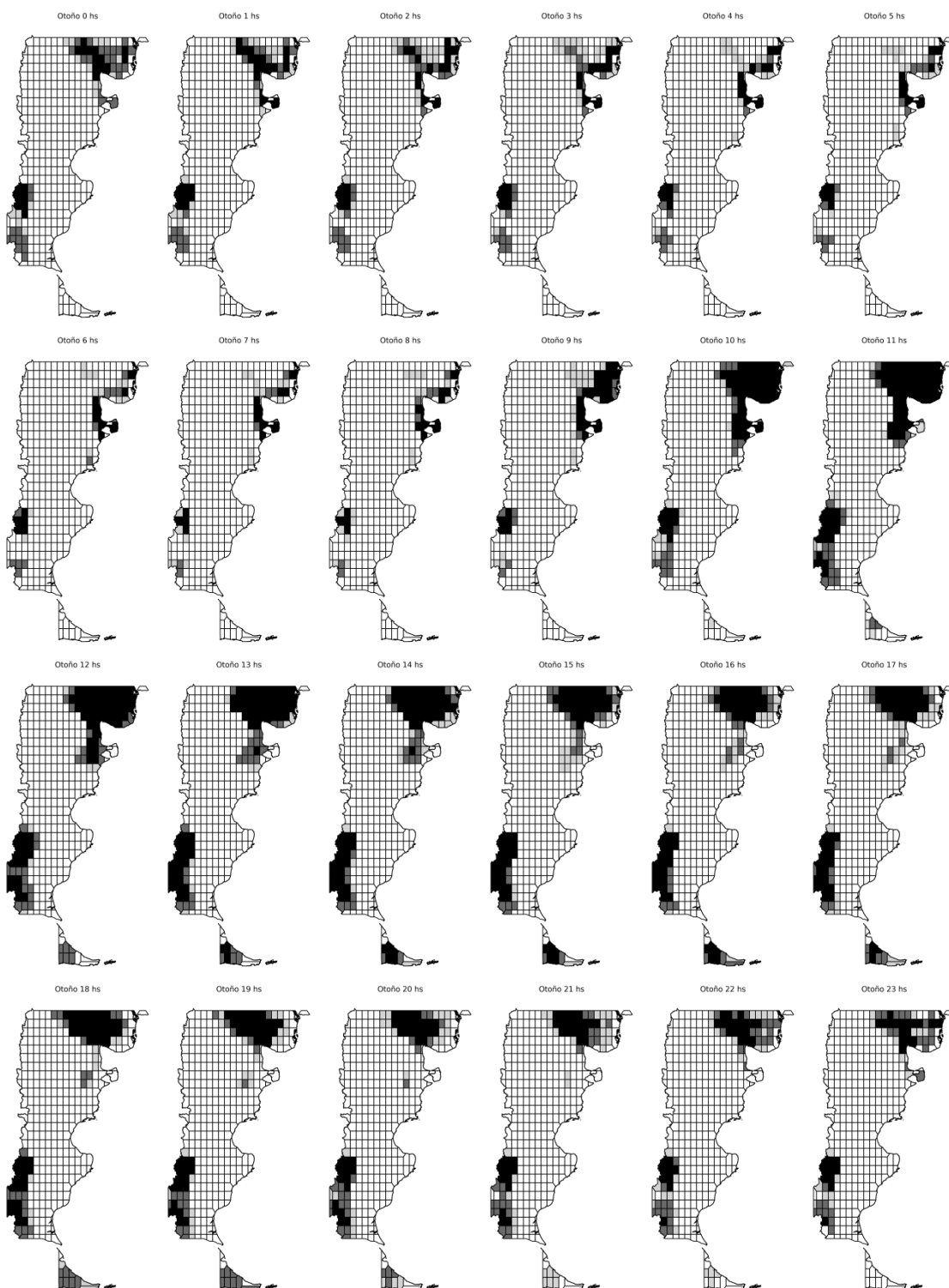


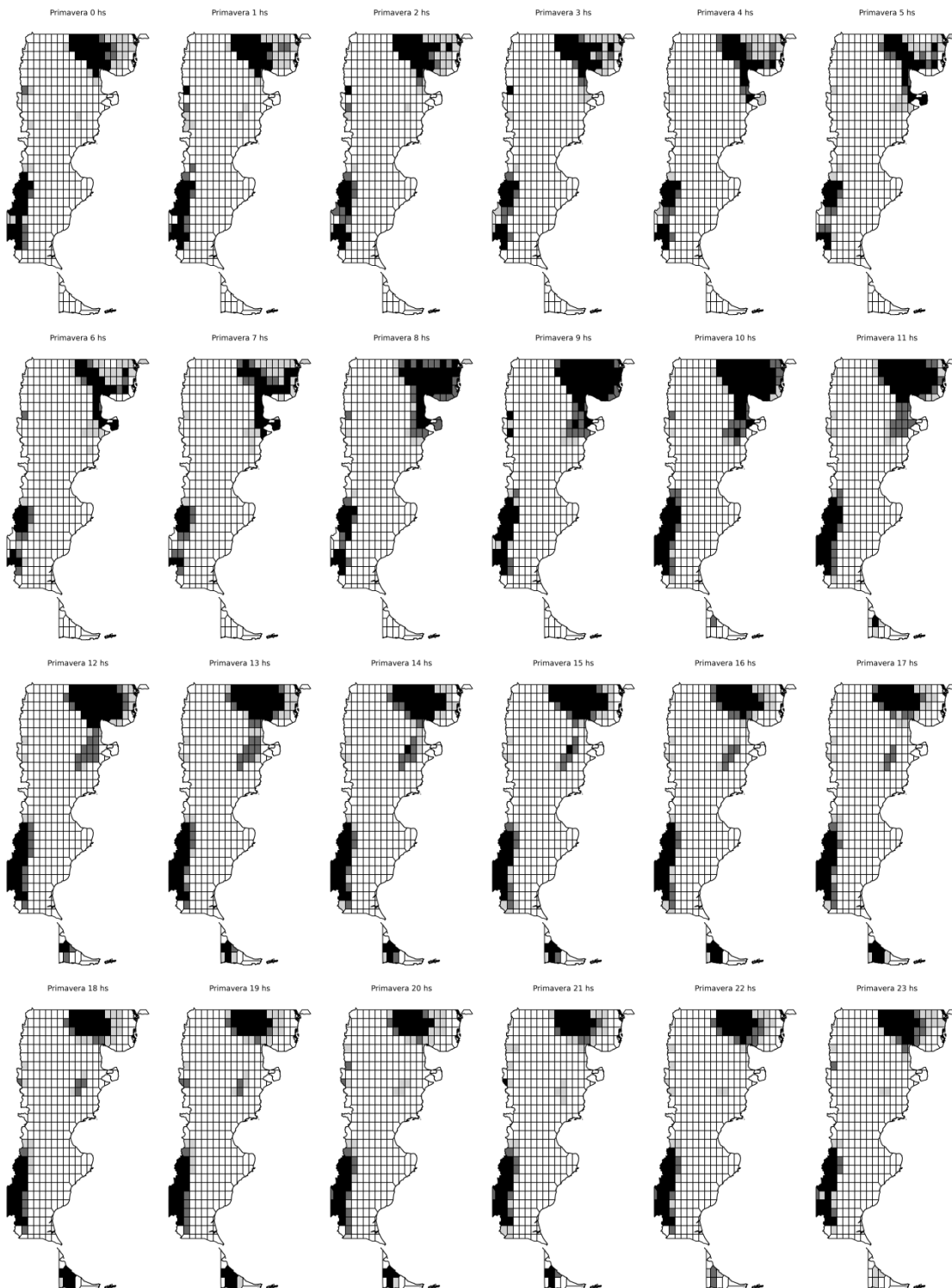


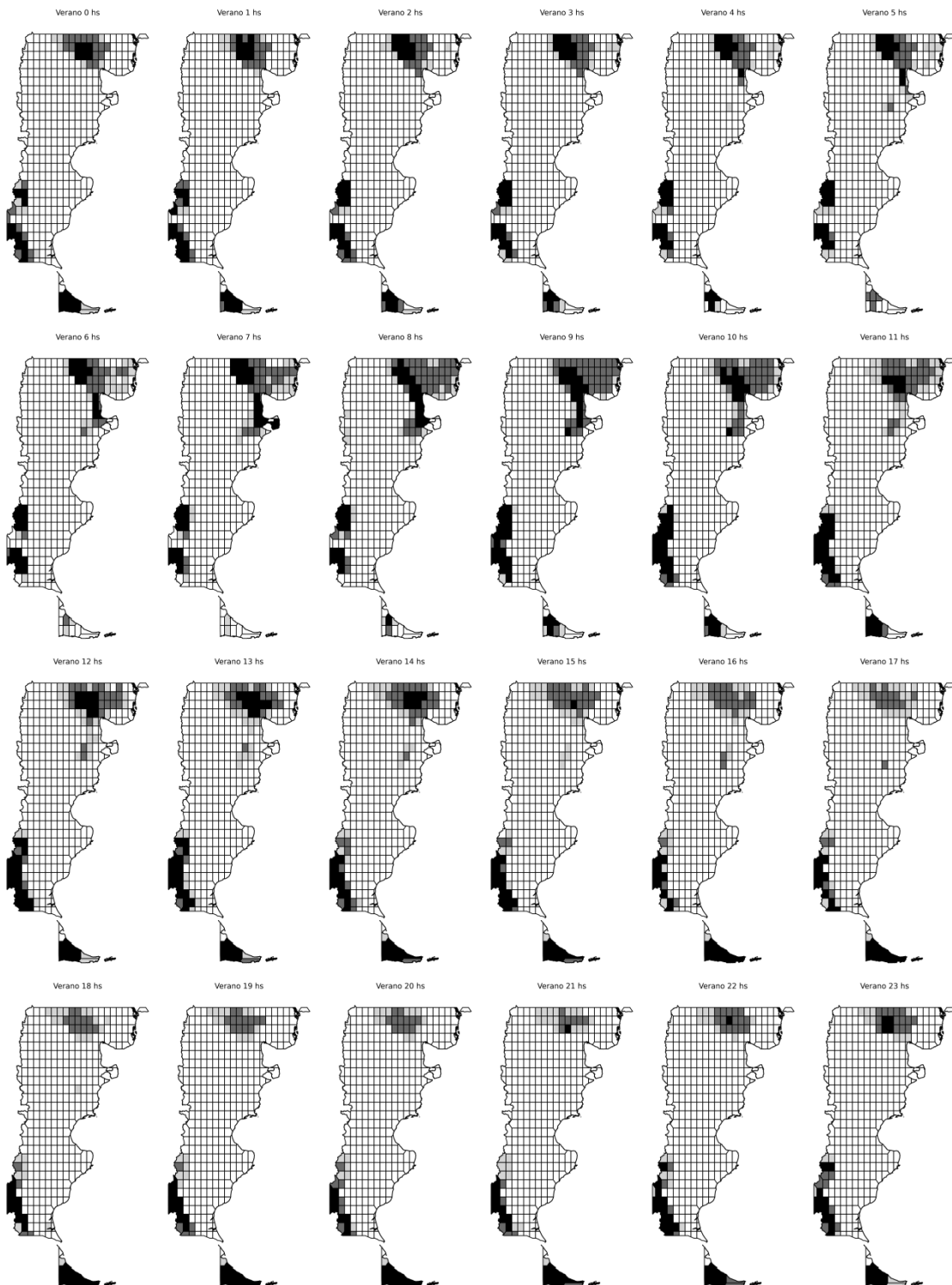


Ahora mostraremos la parte inferior del territorio argentino.









ANEXO “D”

En este anexo, se detallan los ID del registro de mediciones extraído de QGIS.

ID	latitud	longitud
0	-55.0	-66.5
1	-54.5	-68.5
2	-54.5	-68.0
3	-54.5	-67.5
4	-54.5	-67.0
5	-54.5	-66.5
6	-54.0	-68.5
7	-54.0	-68.0
8	-54.0	-67.5
9	-53.5	-68.5
10	-53.0	-68.5
11	-52.0	-71.5
12	-52.0	-71.0
13	-52.0	-70.5
14	-52.0	-70.0
15	-52.0	-69.5
16	-52.0	-69.0
17	-51.5	-72.0
18	-51.5	-71.5
19	-51.5	-71.0
20	-51.5	-70.5
21	-51.5	-70.0
22	-51.5	-69.5
23	-51.5	-69.0
24	-51.0	-72.0
25	-51.0	-71.5
26	-51.0	-71.0
27	-51.0	-70.5
28	-51.0	-70.0
29	-51.0	-69.5
30	-51.0	-69.0
31	-50.5	-73.0
32	-50.5	-72.5
33	-50.5	-72.0
34	-50.5	-71.5
35	-50.5	-71.0
36	-50.5	-70.5
37	-50.5	-70.0
38	-50.5	-69.5
39	-50.0	-73.0
40	-50.0	-72.5
41	-50.0	-72.0
42	-50.0	-71.5
43	-50.0	-71.0
44	-50.0	-70.5
45	-50.0	-70.0
46	-50.0	-69.5
47	-50.0	-69.0
48	-50.0	-68.5
49	-50.0	-68.0
50	-49.5	-73.0
51	-49.5	-72.5
52	-49.5	-72.0
53	-49.5	-71.5
54	-49.5	-71.0
55	-49.5	-70.5
56	-49.5	-70.0
57	-49.5	-69.5
58	-49.5	-69.0
59	-49.5	-68.5
60	-49.5	-68.0

ID	latitud	longitud
61	-49.0	-72.5
62	-49.0	-72.0
63	-49.0	-71.5
64	-49.0	-71.0
65	-49.0	-70.5
66	-49.0	-70.0
67	-49.0	-69.5
68	-49.0	-69.0
69	-49.0	-68.5
70	-49.0	-68.0
71	-48.5	-72.0
72	-48.5	-71.5
73	-48.5	-71.0
74	-48.5	-70.5
75	-48.5	-70.0
76	-48.5	-69.5
77	-48.5	-69.0
78	-48.5	-68.5
79	-48.5	-68.0
80	-48.5	-67.5
81	-48.5	-67.0
82	-48.0	-72.0
83	-48.0	-71.5
84	-48.0	-71.0
85	-48.0	-70.5
86	-48.0	-70.0
87	-48.0	-69.5
88	-48.0	-69.0
89	-48.0	-68.5
90	-48.0	-68.0
91	-48.0	-67.5
92	-48.0	-67.0
93	-48.0	-66.5
94	-48.0	-66.0
95	-47.5	-72.0
96	-47.5	-71.5
97	-47.5	-71.0
98	-47.5	-70.5
99	-47.5	-70.0
100	-47.5	-69.5
101	-47.5	-69.0
102	-47.5	-68.5
103	-47.5	-68.0
104	-47.5	-67.5
105	-47.5	-67.0
106	-47.5	-66.5
107	-47.5	-66.0
108	-47.0	-71.5
109	-47.0	-71.0
110	-47.0	-70.5
111	-47.0	-70.0
112	-47.0	-69.5
113	-47.0	-69.0
114	-47.0	-68.5
115	-47.0	-68.0
116	-47.0	-67.5
117	-47.0	-67.0
118	-46.5	-71.5
119	-46.5	-71.0
120	-46.5	-70.5
121	-46.5	-70.0

ID	latitud	longitud
122	-46.5	-69.5
123	-46.5	-69.0
124	-46.5	-68.5
125	-46.5	-68.0
126	-46.5	-67.5
127	-46.0	-71.5
128	-46.0	-71.0
129	-46.0	-70.5
130	-46.0	-70.0
131	-46.0	-69.5
132	-46.0	-69.0
133	-46.0	-68.5
134	-46.0	-68.0
135	-45.5	-71.0
136	-45.5	-70.5
137	-45.5	-70.0
138	-45.5	-69.5
139	-45.5	-69.0
140	-45.5	-68.5
141	-45.5	-68.0
142	-45.5	-67.5
143	-45.0	-71.5
144	-45.0	-71.0
145	-45.0	-70.5
146	-45.0	-70.0
147	-45.0	-69.5
148	-45.0	-69.0
149	-45.0	-68.5
150	-45.0	-68.0
151	-45.0	-67.5
152	-45.0	-67.0
153	-45.0	-66.5
154	-45.0	-66.0
155	-44.5	-71.0
156	-44.5	-70.5
157	-44.5	-70.0
158	-44.5	-69.5
159	-44.5	-69.0
160	-44.5	-68.5
161	-44.5	-68.0
162	-44.5	-67.5
163	-44.5	-67.0
164	-44.5	-66.5
165	-44.5	-66.0
166	-44.5	-65.5
167	-44.0	-71.5
168	-44.0	-71.0
169	-44.0	-70.5
170	-44.0	-70.0
171	-44.0	-69.5
172	-44.0	-69.0
173	-44.0	-68.5
174	-44.0	-68.0
175	-44.0	-67.5
176	-44.0	-67.0
177	-44.0	-66.5
178	-44.0	-66.0
179	-44.0	-65.5
180	-43.5	-71.5
181	-43.5	-71.0
182	-43.5	-70.5

ID	latitud	longitud
183	-43.5	-70.0
184	-43.5	-69.5
185	-43.5	-69.0
186	-43.5	-68.5
187	-43.5	-68.0
188	-43.5	-67.5
189	-43.5	-67.0
190	-43.5	-66.5
191	-43.5	-66.0
192	-43.5	-65.5
193	-43.0	-72.0
194	-43.0	-71.5
195	-43.0	-71.0
196	-43.0	-70.5
197	-43.0	-70.0
198	-43.0	-69.5
199	-43.0	-69.0
200	-43.0	-68.5
201	-43.0	-68.0
202	-43.0	-67.5
203	-43.0	-67.0
204	-43.0	-66.5
205	-43.0	-66.0
206	-43.0	-65.5
207	-43.0	-65.0
208	-43.0	-64.5
209	-42.5	-72.0
210	-42.5	-71.5
211	-42.5	-71.0
212	-42.5	-70.5
213	-42.5	-70.0
214	-42.5	-69.5
215	-42.5	-69.0
216	-42.5	-68.5
217	-42.5	-68.0
218	-42.5	-67.5
219	-42.5	-67.0
220	-42.5	-66.5
221	-42.5	-66.0
222	-42.5	-65.5
223	-42.5	-65.0
224	-42.5	-64.0
225	-42.0	-71.5
226	-42.0	-71.0
227	-42.0	-70.5
228	-42.0	-70.0
229	-42.0	-69.5
230	-42.0	-69.0
231	-42.0	-68.5
232	-42.0	-68.0
233	-42.0	-67.5
234	-42.0	-67.0
235	-42.0	-66.5
236	-42.0	-66.0
237	-42.0	-65.5
238	-42.0	-65.0
239	-42.0	-64.0
240	-41.5	-71.5
241	-41.5	-71.0
242	-41.5	-70.5
243	-41.5	-70.0

244	-41.5	-69.5
245	-41.5	-69.0
246	-41.5	-68.5
247	-41.5	-68.0
248	-41.5	-67.5
249	-41.5	-67.0
250	-41.5	-66.5
251	-41.5	-66.0
252	-41.5	-65.5
253	-41.5	-65.0
254	-41.0	-71.5
255	-41.0	-71.0
256	-41.0	-70.5
257	-41.0	-70.0
258	-41.0	-69.5
259	-41.0	-69.0
260	-41.0	-68.5
261	-41.0	-68.0
262	-41.0	-67.5
263	-41.0	-67.0
264	-41.0	-66.5
265	-41.0	-66.0
266	-41.0	-65.5
267	-41.0	-65.0
268	-41.0	-64.0
269	-41.0	-63.5
270	-41.0	-63.0
271	-40.5	-71.5
272	-40.5	-71.0
273	-40.5	-70.5
274	-40.5	-70.0
275	-40.5	-69.5
276	-40.5	-69.0
277	-40.5	-68.5
278	-40.5	-68.0
279	-40.5	-67.5
280	-40.5	-67.0
281	-40.5	-66.5
282	-40.5	-66.0
283	-40.5	-65.5
284	-40.5	-65.0
285	-40.5	-64.5
286	-40.5	-64.0
287	-40.5	-63.5
288	-40.5	-63.0
289	-40.5	-62.5
290	-40.0	-71.5
291	-40.0	-71.0
292	-40.0	-70.5
293	-40.0	-70.0
294	-40.0	-69.5
295	-40.0	-69.0
296	-40.0	-68.5
297	-40.0	-68.0
298	-40.0	-67.5
299	-40.0	-67.0
300	-40.0	-66.5
301	-40.0	-66.0
302	-40.0	-65.5
303	-40.0	-65.0
304	-40.0	-64.5

ID	latitud	longitud
305	-40.0	-64.0
306	-40.0	-63.5
307	-40.0	-63.0
308	-40.0	-62.5
309	-39.5	-71.5
310	-39.5	-71.0
311	-39.5	-70.5
312	-39.5	-70.0
313	-39.5	-69.5
314	-39.5	-69.0
315	-39.5	-68.5
316	-39.5	-68.0
317	-39.5	-67.5
318	-39.5	-67.0
319	-39.5	-66.5
320	-39.5	-66.0
321	-39.5	-65.5
322	-39.5	-65.0
323	-39.5	-64.5
324	-39.5	-64.0
325	-39.5	-63.5
326	-39.5	-63.0
327	-39.5	-62.5
328	-39.0	-71.0
329	-39.0	-70.5
330	-39.0	-70.0
331	-39.0	-69.5
332	-39.0	-69.0
333	-39.0	-68.5
334	-39.0	-68.0
335	-39.0	-67.5
336	-39.0	-67.0
337	-39.0	-66.5
338	-39.0	-66.0
339	-39.0	-65.5
340	-39.0	-65.0
341	-39.0	-64.5
342	-39.0	-64.0
343	-39.0	-63.5
344	-39.0	-63.0
345	-39.0	-62.5
346	-39.0	-61.5
347	-38.5	-70.5
348	-38.5	-70.0
349	-38.5	-69.5
350	-38.5	-69.0
351	-38.5	-68.5
352	-38.5	-68.0
353	-38.5	-67.5
354	-38.5	-67.0
355	-38.5	-66.5
356	-38.5	-66.0
357	-38.5	-65.5
358	-38.5	-65.0
359	-38.5	-64.5
360	-38.5	-64.0
361	-38.5	-63.5
362	-38.5	-63.0
363	-38.5	-62.5
364	-38.5	-62.0
365	-38.5	-61.5

ID	latitud	longitud
366	-38.5	-61.0
367	-38.5	-60.5
368	-38.5	-60.0
369	-38.5	-59.5
370	-38.5	-59.0
371	-38.5	-58.5
372	-38.0	-71.0
373	-38.0	-70.5
374	-38.0	-70.0
375	-38.0	-69.5
376	-38.0	-69.0
377	-38.0	-68.5
378	-38.0	-68.0
379	-38.0	-67.5
380	-38.0	-67.0
381	-38.0	-66.5
382	-38.0	-66.0
383	-38.0	-65.5
384	-38.0	-65.0
385	-38.0	-64.5
386	-38.0	-64.0
387	-38.0	-63.5
388	-38.0	-63.0
389	-38.0	-62.5
390	-38.0	-62.0
391	-38.0	-61.5
392	-38.0	-61.0
393	-38.0	-60.5
394	-38.0	-60.0
395	-38.0	-59.5
396	-38.0	-59.0
397	-38.0	-58.5
398	-38.0	-58.0
399	-37.5	-71.0
400	-37.5	-70.5
401	-37.5	-70.0
402	-37.5	-69.5
403	-37.5	-69.0
404	-37.5	-68.5
405	-37.5	-68.0
406	-37.5	-67.5
407	-37.5	-67.0
408	-37.5	-66.5
409	-37.5	-66.0
410	-37.5	-65.5
411	-37.5	-65.0
412	-37.5	-64.5
413	-37.5	-64.0
414	-37.5	-63.5
415	-37.5	-63.0
416	-37.5	-62.5
417	-37.5	-62.0
418	-37.5	-61.5
419	-37.5	-61.0
420	-37.5	-60.5
421	-37.5	-60.0
422	-37.5	-59.5
423	-37.5	-59.0
424	-37.5	-58.5
425	-37.5	-58.0
426	-37.5	-57.5

ID	latitud	longitud
427	-37.0	-71.0
428	-37.0	-70.5
429	-37.0	-70.0
430	-37.0	-69.5
431	-37.0	-69.0
432	-37.0	-68.5
433	-37.0	-68.0
434	-37.0	-67.5
435	-37.0	-67.0
436	-37.0	-66.5
437	-37.0	-66.0
438	-37.0	-65.5
439	-37.0	-65.0
440	-37.0	-64.5
441	-37.0	-64.0
442	-37.0	-63.5
443	-37.0	-63.0
444	-37.0	-62.5
445	-37.0	-62.0
446	-37.0	-61.5
447	-37.0	-61.0
448	-37.0	-60.5
449	-37.0	-60.0
450	-37.0	-59.5
451	-37.0	-59.0
452	-37.0	-58.5
453	-37.0	-58.0
454	-37.0	-57.5
455	-37.0	-57.0
456	-36.5	-71.0
457	-36.5	-70.5
458	-36.5	-70.0
459	-36.5	-69.5
460	-36.5	-69.0
461	-36.5	-68.5
462	-36.5	-68.0
463	-36.5	-67.5
464	-36.5	-67.0
465	-36.5	-66.5
466	-36.5	-66.0
467	-36.5	-65.5
468	-36.5	-65.0
469	-36.5	-64.5
470	-36.5	-64.0
471	-36.5	-63.5
472	-36.5	-63.0
473	-36.5	-62.5
474	-36.5	-62.0
475	-36.5	-61.5
476	-36.5	-61.0
477	-36.5	-60.5
478	-36.5	-60.0
479	-36.5	-59.5
480	-36.5	-59.0
481	-36.5	-58.5
482	-36.5	-58.0
483	-36.5	-57.5
484	-36.5	-57.0
485	-36.0	-70.0
486	-36.0	-69.5
487	-36.0	-69.0

ID	latitud	longitud
488	-36.0	-68.5
489	-36.0	-68.0
490	-36.0	-67.5
491	-36.0	-67.0
492	-36.0	-66.5
493	-36.0	-66.0
494	-36.0	-65.5
495	-36.0	-65.0
496	-36.0	-64.5
497	-36.0	-64.0
498	-36.0	-63.5
499	-36.0	-63.0
500	-36.0	-62.5
501	-36.0	-62.0
502	-36.0	-61.5
503	-36.0	-61.0
504	-36.0	-60.5
505	-36.0	-60.0
506	-36.0	-59.5
507	-36.0	-59.0
508	-36.0	-58.5
509	-36.0	-58.0
510	-36.0	-57.5
511	-35.5	-70.0
512	-35.5	-69.5
513	-35.5	-69.0
514	-35.5	-68.5
515	-35.5	-68.0
516	-35.5	-67.5
517	-35.5	-67.0
518	-35.5	-66.5
519	-35.5	-66.0
520	-35.5	-65.5
521	-35.5	-65.0
522	-35.5	-64.5
523	-35.5	-64.0
524	-35.5	-63.5
525	-35.5	-63.0
526	-35.5	-62.5
527	-35.5	-62.0
528	-35.5	-61.5
529	-35.5	-61.0
530	-35.5	-60.5
531	-35.5	-60.0
532	-35.5	-59.5
533	-35.5	-59.0
534	-35.5	-58.5
535	-35.5	-58.0
536	-35.5	-57.5
537	-35.0	-70.0
538	-35.0	-69.5
539	-35.0	-69.0
540	-35.0	-68.5
541	-35.0	-68.0
542	-35.0	-67.5
543	-35.0	-67.0
544	-35.0	-66.5
545	-35.0	-66.0
546	-35.0	-65.5
547	-35.0	-65.0
548	-35.0	-64.5

ID	latitud	longitud
549	-35.0	-64.0
550	-35.0	-63.5
551	-35.0	-63.0
552	-35.0	-62.5
553	-35.0	-62.0
554	-35.0	-61.5
555	-35.0	-61.0
556	-35.0	-60.5
557	-35.0	-60.0
558	-35.0	-59.5
559	-35.0	-59.0
560	-35.0	-58.5
561	-35.0	-58.0
562	-34.5	-70.0
563	-34.5	-69.5
564	-34.5	-69.0
565	-34.5	-68.5
566	-34.5	-68.0
567	-34.5	-67.5
568	-34.5	-67.0
569	-34.5	-66.5
570	-34.5	-66.0
571	-34.5	-65.5
572	-34.5	-65.0
573	-34.5	-64.5
574	-34.5	-64.0
575	-34.5	-63.5
576	-34.5	-63.0
577	-34.5	-62.5
578	-34.5	-62.0
579	-34.5	-61.5
580	-34.5	-61.0
581	-34.5	-60.5
582	-34.5	-60.0
583	-34.5	-59.5
584	-34.5	-59.0
585	-34.5	-58.5
586	-34.0	-69.5
587	-34.0	-69.0
588	-34.0	-68.5
589	-34.0	-68.0
590	-34.0	-67.5
591	-34.0	-67.0
592	-34.0	-66.5
593	-34.0	-66.0
594	-34.0	-65.5
595	-34.0	-65.0
596	-34.0	-64.5
597	-34.0	-64.0
598	-34.0	-63.5
599	-34.0	-63.0
600	-34.0	-62.5
601	-34.0	-62.0
602	-34.0	-61.5
603	-34.0	-61.0
604	-34.0	-60.5
605	-34.0	-60.0
606	-34.0	-59.5
607	-34.0	-59.0
608	-34.0	-58.5
609	-33.5	-69.5

ID	latitud	longitud
610	-33.5	-69.0
611	-33.5	-68.5
612	-33.5	-68.0
613	-33.5	-67.5
614	-33.5	-67.0
615	-33.5	-66.5
616	-33.5	-66.0
617	-33.5	-65.5
618	-33.5	-65.0
619	-33.5	-64.5
620	-33.5	-64.0
621	-33.5	-63.5
622	-33.5	-63.0
623	-33.5	-62.5
624	-33.5	-62.0
625	-33.5	-61.5
626	-33.5	-61.0
627	-33.5	-60.5
628	-33.5	-60.0
629	-33.5	-59.5
630	-33.5	-59.0
631	-33.0	-70.0
632	-33.0	-69.5
633	-33.0	-69.0
634	-33.0	-68.5
635	-33.0	-68.0
636	-33.0	-67.5
637	-33.0	-67.0
638	-33.0	-66.5
639	-33.0	-66.0
640	-33.0	-65.5
641	-33.0	-65.0
642	-33.0	-64.5
643	-33.0	-64.0
644	-33.0	-63.5
645	-33.0	-63.0
646	-33.0	-62.5
647	-33.0	-62.0
648	-33.0	-61.5
649	-33.0	-61.0
650	-33.0	-60.5
651	-33.0	-60.0
652	-33.0	-59.5
653	-33.0	-59.0
654	-33.0	-58.5
655	-32.5	-70.0
656	-32.5	-69.5
657	-32.5	-69.0
658	-32.5	-68.5
659	-32.5	-68.0
660	-32.5	-67.5
661	-32.5	-67.0
662	-32.5	-66.5
663	-32.5	-66.0
664	-32.5	-65.5
665	-32.5	-65.0
666	-32.5	-64.5
667	-32.5	-64.0
668	-32.5	-63.5
669	-32.5	-63.0
670	-32.5	-62.5

ID	latitud	longitud
671	-32.5	-62.0
672	-32.5	-61.5
673	-32.5	-61.0
674	-32.5	-60.5
675	-32.5	-60.0
676	-32.5	-59.5
677	-32.5	-59.0
678	-32.5	-58.5
679	-32.0	-70.0
680	-32.0	-69.5
681	-32.0	-69.0
682	-32.0	-68.5
683	-32.0	-68.0
684	-32.0	-67.5
685	-32.0	-67.0
686	-32.0	-66.5
687	-32.0	-66.0
688	-32.0	-65.5
689	-32.0	-65.0
690	-32.0	-64.5
691	-32.0	-64.0
692	-32.0	-63.5
693	-32.0	-63.0
694	-32.0	-62.5
695	-32.0	-62.0
696	-32.0	-61.5
697	-32.0	-61.0
698	-32.0	-60.5
699	-32.0	-60.0
700	-32.0	-59.5
701	-32.0	-59.0
702	-32.0	-58.5
703	-31.5	-70.5
704	-31.5	-70.0
705	-31.5	-69.5
706	-31.5	-69.0
707	-31.5	-68.5
708	-31.5	-68.0
709	-31.5	-67.5
710	-31.5	-67.0
711	-31.5	-66.5
712	-31.5	-66.0
713	-31.5	-65.5
714	-31.5	-65.0
715	-31.5	-64.5
716	-31.5	-64.0
717	-31.5	-63.5
718	-31.5	-63.0
719	-31.5	-62.5
720	-31.5	-62.0
721	-31.5	-61.5
722	-31.5	-61.0
723	-31.5	-60.5
724	-31.5	-60.0
725	-31.5	-59.5
726	-31.5	-59.0
727	-31.5	-58.5
728	-31.0	-70.0
729	-31.0	-69.5
730	-31.0	-69.0
731	-31.0	-68.5

ID	latitud	longitud
732	-31.0	-68.0
733	-31.0	-67.5
734	-31.0	-67.0
735	-31.0	-66.5
736	-31.0	-66.0
737	-31.0	-65.5
738	-31.0	-65.0
739	-31.0	-64.5
740	-31.0	-64.0
741	-31.0	-63.5
742	-31.0	-63.0
743	-31.0	-62.5
744	-31.0	-62.0
745	-31.0	-61.5
746	-31.0	-61.0
747	-31.0	-60.5
748	-31.0	-60.0
749	-31.0	-59.5
750	-31.0	-59.0
751	-31.0	-58.5
752	-31.0	-58.0
753	-30.5	-70.0
754	-30.5	-69.5
755	-30.5	-69.0
756	-30.5	-68.5
757	-30.5	-68.0
758	-30.5	-67.5
759	-30.5	-67.0
760	-30.5	-66.5
761	-30.5	-66.0
762	-30.5	-65.5
763	-30.5	-65.0
764	-30.5	-64.5
765	-30.5	-64.0
766	-30.5	-63.5
767	-30.5	-63.0
768	-30.5	-62.5
769	-30.5	-62.0
770	-30.5	-61.5
771	-30.5	-61.0
772	-30.5	-60.5
773	-30.5	-60.0
774	-30.5	-59.5
775	-30.5	-59.0
776	-30.5	-58.5
777	-30.5	-58.0
778	-30.0	-69.5
779	-30.0	-69.0
780	-30.0	-68.5
781	-30.0	-68.0
782	-30.0	-67.5
783	-30.0	-67.0
784	-30.0	-66.5
785	-30.0	-66.0
786	-30.0	-65.5
787	-30.0	-65.0
788	-30.0	-64.5
789	-30.0	-64.0
790	-30.0	-63.5
791	-30.0	-63.0
792	-30.0	-62.5

ID	latitud	longitud
793	-30.0	-62.0
794	-30.0	-61.5
795	-30.0	-61.0
796	-30.0	-60.5
797	-30.0	-60.0
798	-30.0	-59.5
799	-30.0	-59.0
800	-30.0	-58.5
801	-30.0	-58.0
802	-30.0	-57.5
803	-29.5	-69.5
804	-29.5	-69.0
805	-29.5	-68.5
806	-29.5	-68.0
807	-29.5	-67.5
808	-29.5	-67.0
809	-29.5	-66.5
810	-29.5	-66.0
811	-29.5	-65.5
812	-29.5	-65.0
813	-29.5	-64.5
814	-29.5	-64.0
815	-29.5	-63.5
816	-29.5	-63.0
817	-29.5	-62.5
818	-29.5	-62.0
819	-29.5	-61.5
820	-29.5	-61.0
821	-29.5	-60.5
822	-29.5	-60.0
823	-29.5	-59.5
824	-29.5	-59.0
825	-29.5	-58.5
826	-29.5	-58.0
827	-29.5	-57.5
828	-29.5	-57.0
829	-29.0	-69.5
830	-29.0	-69.0
831	-29.0	-68.5
832	-29.0	-68.0
833	-29.0	-67.5
834	-29.0	-67.0
835	-29.0	-66.5
836	-29.0	-66.0
837	-29.0	-65.5
838	-29.0	-65.0
839	-29.0	-64.5
840	-29.0	-64.0
841	-29.0	-63.5
842	-29.0	-63.0
843	-29.0	-62.5
844	-29.0	-62.0
845	-29.0	-61.5
846	-29.0	-61.0
847	-29.0	-60.5
848	-29.0	-60.0
849	-29.0	-59.5
850	-29.0	-59.0
851	-29.0	-58.5
852	-29.0	-58.0
853	-29.0	-57.5

ID	latitud	longitud
854	-29.0	-57.0
855	-29.0	-56.5
856	-28.5	-69.5
857	-28.5	-69.0
858	-28.5	-68.5
859	-28.5	-68.0
860	-28.5	-67.5
861	-28.5	-67.0
862	-28.5	-66.5
863	-28.5	-66.0
864	-28.5	-65.5
865	-28.5	-65.0
866	-28.5	-64.5
867	-28.5	-64.0
868	-28.5	-63.5
869	-28.5	-63.0
870	-28.5	-62.5
871	-28.5	-62.0
872	-28.5	-61.5
873	-28.5	-61.0
874	-28.5	-60.5
875	-28.5	-60.0
876	-28.5	-59.5
877	-28.5	-59.0
878	-28.5	-58.5
879	-28.5	-58.0
880	-28.5	-57.5
881	-28.5	-57.0
882	-28.5	-56.5
883	-28.5	-56.0
884	-28.0	-69.0
885	-28.0	-68.5
886	-28.0	-68.0
887	-28.0	-67.5
888	-28.0	-67.0
889	-28.0	-66.5
890	-28.0	-66.0
891	-28.0	-65.5
892	-28.0	-65.0
893	-28.0	-64.5
894	-28.0	-64.0
895	-28.0	-63.5
896	-28.0	-63.0
897	-28.0	-62.5
898	-28.0	-62.0
899	-28.0	-61.5
900	-28.0	-61.0
901	-28.0	-60.5
902	-28.0	-60.0
903	-28.0	-59.5
904	-28.0	-59.0
905	-28.0	-58.5
906	-28.0	-58.0
907	-28.0	-57.5
908	-28.0	-57.0
909	-28.0	-56.5
910	-28.0	-56.0
911	-28.0	-55.5
912	-27.5	-68.5
913	-27.5	-68.0
914	-27.5	-67.5

ID	latitud	longitud
915	-27.5	-67.0
916	-27.5	-66.5
917	-27.5	-66.0
918	-27.5	-65.5
919	-27.5	-65.0
920	-27.5	-64.5
921	-27.5	-64.0
922	-27.5	-63.5
923	-27.5	-63.0
924	-27.5	-62.5
925	-27.5	-62.0
926	-27.5	-61.5
927	-27.5	-61.0
928	-27.5	-60.5
929	-27.5	-60.0
930	-27.5	-59.5
931	-27.5	-59.0
932	-27.5	-58.5
933	-27.5	-58.0
934	-27.5	-57.5
935	-27.5	-57.0
936	-27.5	-56.0
937	-27.5	-55.5
938	-27.5	-55.0
939	-27.0	-68.0
940	-27.0	-67.5
941	-27.0	-67.0
942	-27.0	-66.5
943	-27.0	-66.0
944	-27.0	-65.5
945	-27.0	-65.0
946	-27.0	-64.5
947	-27.0	-64.0
948	-27.0	-63.5
949	-27.0	-63.0
950	-27.0	-62.5
951	-27.0	-62.0
952	-27.0	-61.5
953	-27.0	-61.0
954	-27.0	-60.5
955	-27.0	-60.0
956	-27.0	-59.5
957	-27.0	-59.0
958	-27.0	-55.0
959	-27.0	-54.5
960	-27.0	-54.0
961	-26.5	-68.5
962	-26.5	-68.0
963	-26.5	-67.5
964	-26.5	-67.0
965	-26.5	-66.5
966	-26.5	-66.0
967	-26.5	-65.5
968	-26.5	-65.0
969	-26.5	-64.5
970	-26.5	-64.0
971	-26.5	-63.5
972	-26.5	-63.0
973	-26.5	-62.5
974	-26.5	-62.0
975	-26.5	-61.5

ID	latitud	longitud
976	-26.5	-61.0
977	-26.5	-60.5
978	-26.5	-60.0
979	-26.5	-59.5
980	-26.5	-59.0
981	-26.5	-58.5
982	-26.5	-54.5
983	-26.5	-54.0
984	-26.0	-68.0
985	-26.0	-67.5
986	-26.0	-67.0
987	-26.0	-66.5
988	-26.0	-66.0
989	-26.0	-65.5
990	-26.0	-65.0
991	-26.0	-64.5
992	-26.0	-64.0
993	-26.0	-63.5
994	-26.0	-63.0
995	-26.0	-62.5
996	-26.0	-62.0
997	-26.0	-61.5
998	-26.0	-61.0
999	-26.0	-60.5
1000	-26.0	-60.0
1001	-26.0	-59.5
1002	-26.0	-59.0
1003	-26.0	-58.5
1004	-26.0	-58.0
1005	-26.0	-54.5
1006	-26.0	-54.0
1007	-25.5	-68.5
1008	-25.5	-68.0
1009	-25.5	-67.5
1010	-25.5	-67.0
1011	-25.5	-66.5
1012	-25.5	-66.0
1013	-25.5	-65.5
1014	-25.5	-65.0
1015	-25.5	-64.5
1016	-25.5	-64.0
1017	-25.5	-63.5
1018	-25.5	-63.0
1019	-25.5	-62.5
1020	-25.5	-62.0
1021	-25.5	-61.5
1022	-25.5	-61.0
1023	-25.5	-60.5
1024	-25.5	-60.0
1025	-25.5	-59.5
1026	-25.5	-59.0
1027	-25.5	-58.5
1028	-25.5	-58.0
1029	-25.0	-68.0
1030	-25.0	-67.5
1031	-25.0	-67.0
1032	-25.0	-66.5
1033	-25.0	-66.0
1034	-25.0	-65.5
1035	-25.0	-65.0
1036	-25.0	-64.5

ID	latitud	longitud
1037	-25.0	-64.0
1038	-25.0	-63.5
1039	-25.0	-63.0
1040	-25.0	-62.5
1041	-25.0	-62.0
1042	-25.0	-61.5
1043	-25.0	-61.0
1044	-25.0	-60.5
1045	-25.0	-60.0
1046	-25.0	-59.5
1047	-25.0	-59.0
1048	-25.0	-58.5
1049	-24.5	-68.0
1050	-24.5	-67.5
1051	-24.5	-67.0
1052	-24.5	-66.5
1053	-24.5	-66.0
1054	-24.5	-65.5
1055	-24.5	-65.0
1056	-24.5	-64.5
1057	-24.5	-64.0
1058	-24.5	-63.5
1059	-24.5	-63.0
1060	-24.5	-62.5
1061	-24.5	-62.0
1062	-24.5	-61.5
1063	-24.5	-61.0
1064	-24.5	-60.5
1065	-24.5	-60.0
1066	-24.5	-59.5
1067	-24.0	-67.0
1068	-24.0	-66.5
1069	-24.0	-66.0
1070	-24.0	-65.5
1071	-24.0	-65.0
1072	-24.0	-64.5
1073	-24.0	-64.0
1074	-24.0	-63.5
1075	-24.0	-63.0
1076	-24.0	-62.5
1077	-24.0	-62.0
1078	-24.0	-61.5
1079	-24.0	-61.0
1080	-24.0	-60.5
1081	-23.5	-67.0
1082	-23.5	-66.5
1083	-23.5	-66.0
1084	-23.5	-65.5
1085	-23.5	-65.0
1086	-23.5	-64.5
1087	-23.5	-64.0
1088	-23.5	-63.5
1089	-23.5	-63.0
1090	-23.5	-62.5
1091	-23.5	-62.0
1092	-23.5	-61.5
1093	-23.0	-66.5
1094	-23.0	-66.0
1095	-23.0	-65.5
1096	-23.0	-65.0
1097	-23.0	-64.5

ID	latitud	longitud
1098	-23.0	-64.0
1099	-23.0	-63.5
1100	-23.0	-63.0
1101	-23.0	-62.5
1102	-23.0	-62.0
1103	-22.5	-66.5
1104	-22.5	-66.0
1105	-22.5	-65.5
1106	-22.5	-65.0
1107	-22.5	-64.5
1108	-22.5	-64.0
1109	-22.5	-63.5
1110	-22.5	-63.0
1111	-22.5	-62.5
1112	-22.0	-66.0