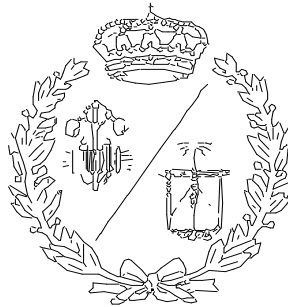


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**EVALUACIÓN DE LA RESPUESTA DINÁMICA
Y MECÁNICA DE UNA PLATAFORMA SOLAR
FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN FUNCIÓN DE
LA INCERTIDUMBRE DE LA DISPOSICIÓN DEL
SISTEMA DE FONDEO.**

**(ASSESSMENT OF THE DYNAMIC AND
MECHANICAL RESPONSE OF A FLOATING
PHOTOVOLTAIC SOLAR PLATFORM BASED ON
THE UNCERTAINTY IN THE MOORING SYSTEM
LAYOUT)**

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

Autor: Andrés Ovejero Andrés
Septiembre – 2025

TÍTULO DEL PROYECTO	Evaluación de la respuesta dinámica y mecánica de una plataforma solar fotovoltaica flotante en función de la incertidumbre de la disposición del sistema de fondeo.		
AUTOR	Andrés Ovejero Andrés		
DIRECTOR / PONENTE	José Ramón Aranda Sierra (UC) Raúl Guanche García (IH Cantabria)		
TITULACIÓN	Máster en Ingeniería Industrial	FECHA	19/9/2025

PALABRAS CLAVE

Proyecto de investigación aplicada, plataforma fotovoltaica flotante, dinámica estructural, simulación numérica, análisis multivariable, modelado hidrodinámico, tensiones en fondeo, Python, control estadístico, energía renovable, sostenibilidad, desarrollo tecnológico, ingeniería industrial.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La energía fotovoltaica flotante (FPV) se ha consolidado como una alternativa para ampliar la capacidad de generación renovable. Sin embargo, para expandirse a gran escala aún se enfrenta a limitaciones técnicas y de diseño.

Uno de los principales retos es el desconocimiento sobre el comportamiento dinámico y mecánico de las plataformas flotantes bajo condiciones reales de operación. En particular, la incertidumbre que aparece en la disposición de los sistemas de fondeo. En la práctica, los anclajes suelen colocarse soltando bloques de hormigón desde embarcaciones, lo que introduce errores de posicionamiento respecto al diseño teórico. Esta desviación altera la geometría del sistema de amarre, modifica la distribución de cargas y puede comprometer la estabilidad estructural y el rendimiento energético de la instalación. A día de hoy no existen metodologías ni estándares que permitan predecir con precisión el efecto de estas variaciones, dificultando así la toma de decisiones en fases tempranas.

En este contexto, surge la necesidad de profundizar en el análisis desde una perspectiva dinámica, cuantificando los efectos y proporcionando información útil que pueda ayudar a futuros diseños.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente Trabajo Fin de Máster tiene como objetivo analizar el comportamiento dinámico y mecánico de una planta fotovoltaica flotante real, tomando como caso de estudio la instalación situada en la presa Urrá I (Colombia).

El proyecto se desarrolla en varias fases:

1. **Caracterización del caso de estudio:** recopilación de datos ambientales (viento, oleaje, batimetría) y definición geométrica de la planta.
2. **Modelado hidrodinámico en el software FEBOS:** Se modela la plataforma y de sus sistemas de amarre, incorporando las todas variables meteorológicas, que generan fuerzas en el sistema, definidas en la etapa anterior. Asimismo, se fija un radio de dispersión asociado a la incertidumbre en la posición del anclaje para cada caso de estudio.
3. **Simulación de escenarios de incertidumbre:** se introducen diez radios de dispersión (de radio 10 cm a 1 m) en la colocación de los anclajes. Para cada escenario se realizan 100 simulaciones, alcanzando un total de 1000 casos.
4. **Automatización y análisis de resultados:** El elevado numero de simulaciones y la multitud de parámetros que recoge cada simulación, genera una base de datos de dimensiones que impiden tratar los valores directamente. Para ello, se ha desarrollado código en Python que procese e interprete las bases de datos.
5. **Evaluación estadística y multivariable:** El código Python desarrollado permite extraer las variables de estudio de manera estadística como desplazamientos, velocidades, aceleraciones de la plataforma y tensiones en las líneas de fondeo. De este modo se puede comparar escenarios para identificar patrones de comportamiento y definir el impacto de la incertidumbre en la dinámica y mecánica de la plataforma.

La novedad de este proyecto radica en conocer analizar las implicaciones de la incertidumbre en escenarios operativos habituales. Con ello, no solo se busca cerrar vacíos técnicos en el campo, sino también aportar información practica que pueda servir como referencia en futuros diseños y estudios.

CONCLUSIONES

En este TFM se ha analizado la respuesta dinámica y mecánica de una plataforma solar fotovoltaica flotante sometida a distintas configuraciones de incertidumbre en el sistema de fondeo, con el fin de evaluar la influencia de dicho parámetro tanto en la estabilidad estructural como en el rendimiento energético. Los resultados obtenidos permiten extraer una serie de conclusiones relevantes, organizadas en torno a tres ejes principales: la respuesta dinámica de la plataforma, el comportamiento mecánico de las líneas de amarre y la eficiencia energética del sistema.

Respuesta dinámica

- El desplazamiento medio de la plataforma en el plano varía en función del radio de incertidumbre.
 - En régimen elástico del sistema de amarre, el desplazamiento medio aumenta a razón del radio.
 - En régimen rígido (con bypass activado), el desplazamiento medio disminuye aproximadamente un 25 % del valor de radio de incertidumbre.
- Con radios mayores, aumentan los valores atípicos del desplazamiento, pero sin representar un problema grave ya que son una cantidad mínima (inferior al 5%).
- La desviación en desplazamiento y giro aumenta al incrementarse el radio.
- El valor medio de giro se mantiene constante en todos los casos.

Respuesta mecánica

- Las líneas de amarre más solicitadas coinciden con la dirección del empuje y se mantienen constantes en todos los escenarios.
- A medida que se reduce la longitud de las líneas de amarre se incrementa la tensión soportada por dicha línea.
- Las tensiones medias se mantienen estables pese al aumento del radio, aunque se aprecia una mínima redistribución, pero sin impacto significativo.
- Las mayores variaciones relativas se dan en los amarres menos solicitados, debido a pequeñas diferencias absolutas.

Eficiencia energética

- La plataforma mantiene una orientación estable incluso con altas incertidumbres.
- La pérdida energética derivada del giro es despreciable, inferior al 0,0013 %.
- Las pérdidas económicas generadas por el giro son inapreciables, no representando así una variable crítica de diseño.

En conjunto, los resultados muestran que la plataforma fotovoltaica flotante mantiene un comportamiento dinámico y mecánico estable incluso bajo condiciones extremas y de alta incertidumbre en la posición del sistema de fondeo, lo que refuerza su viabilidad técnica y garantiza que la eficiencia energética no se vea comprometida de manera significativa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] LIU, Haohui, et al. Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2018, vol. 26, no 12, p. 957-967.
- [2] World Bank Group, ESMAP and SERIS. 2019. *Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners*. Washington, DC: World Bank.
- [3] IRENA (2021), *Offshore renewables: An action agenda for deployment*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [4] PRABAKAR, Karthick; COLLET, Alex; HOTCHKISS, Erin; CUTLER, Dylan. Understanding line losses and transformer losses in rural isolated distribution systems. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/88937.pdf>. [Consulta: 6 Jul. 2025].
- [5] CHUNDURI, Sreekumar. Global FPV Market Developments. *TaiyangNews*, 2024 [consulta: 2 de febrero de 2025]. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/global-FPV-market-developments>
- [6] IEA PVPS. IEA PVPS Floating PV Task 13 Report 2025. *TaiyangNews*, 27 junio 2025. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/iea-pvps-floating-pv-2025-task-13-report> [Consulta: 6 de julio de 2025].
- [7] S&P Global Commodity Insights. Global FPV Market Developments. *TaiyangNews*, Junio de 2023. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/global-FPV-market-developments> [Consulta: 15 de marzo de 2024].
- [8] Juch, N. and Rogoll, M. (2019), “Floating photovoltaics – is floating solar new trend?” Roedl, www.roedl.com/insights/renewable-energy/2019-02/floating-photovoltaics [Consulta: 6 de agosto de 2022]
- [9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). All afloat: benefits and challenges of floating solar systems. *New Energy World*, 10 de enero de 2024. Disponible en: <https://knowledge.energyinst.org/new-energy-world/article?id=138493>. [Consulta: 16 de abril de 2025].
- [10] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. Abu Dhabi: IRENA, 2019. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf. [Consulta: 6 de julio de 2025].
- [11] World Bank Group, ESMAP and SERIS. 2019. *Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report*. Washington, DC: World Bank.

- [12] Bellini, E. (2020). The weekend read: Don't throw caution to the wind. PV Magazine. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2020/02/22/the-weekend-read-dont-throw-caution-to-the-wind> [Consulta: 21 noviembre 2024].
- [13] TaiyangNews. (2020). Floating PV installation in Taiwan damaged by storm. TaiyangNews. Disponible en: <https://taiyangnews.info> [Consulta: 6 julio 2025].
- [14] Hangzhou Hongcheng. (2019). Anhui Huainan 150 MW Surface Floating Photovoltaic Project Connected to the Grid. Disponible en: <http://www.hongchengtm.com/news/4.html> [Consulta: 6 julio 2025].
- [15] Xu, J., Liu, X., Chen, Y., et al. (2025). Comparison of mooring systems for floating PV in varying water levels using OrcaFlex. Journal of Marine Engineering and Technology. <https://link.springer.com/article/10.1007/s13344-024-0083-1>
- [16] Tang, C., Chen, M., Wang, R., et al. (2024). Dynamic analysis of multi-module floating photovoltaic platforms with composite mooring system by considering tidal variation and platform configuration. Journal of Marine Science and Engineering, 12(3), 402. <https://www.mdpi.com/2077-1312/13/5/930>
- [17] Shi, H., Zhang, D., & Lin, S. (2025). Numerical modeling of mooring tension and platform drift for offshore floating PV systems under wave-current interaction. Ocean Engineering, 289, 117675. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801824001234>
- [18] Lee, H., Zhang, Y., & Han, S. (2024). Hierarchical optimization design for mooring layout in floating PV using genetic algorithms and kriging models. Renewable Energy, 222, 119-132. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.01.055>
- [19] Lee, J.-H., Paik, K.-J., Lee, S.-H., Hwangbo, J., & Ha, T.-H. (2022). Experimental and Numerical Study on the Motion and Load Characteristics of a Floating Solar Farm under Regular Waves. Journal of Marine Science and Engineering, 10(5), 565. <https://doi.org/10.3390/jmse10050565>
- [20] Trapani, K. & Millar, D. (2014). The thin film flexible floating PV (T3F-PV) array: The concept and development of the prototype. Renewable Energy, 71, 43–50. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.010>
- [21] SPECHT, M., KUTZNER, D., ENSSLEN, F., SCHMIDT, A. y PRELLWITZ, J., 2023. A Comprehensive Framework for Automated Floating PV Plant Modeling and Layout Optimization Based on Remote Sensing and GIS. Remote Sensing, 15(1), 10. [Consultado el 31 de julio de 2025]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2072-4292/15/1/10>
- [22] Trapani, K., & Millar, D. L.] (2013). "Floating photovoltaic arrays: A review of benefits and challenges". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39, 497–506.
- [23] Marino, E., et al. (2020). Simplified hydrodynamic modeling of large floating structures for renewable energy applications. Ocean Engineering, 213, 107585.

[24] COMITÉ EUROPEO DE NORMALIZACIÓN. Eurocode 1: Actions on structures – Part 1-4: General actions – Wind actions (EN 1991-1-4). Brussels: CEN, 2005.

[25] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION; WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION. Meteorology – Ground-based remote sensing of precipitation – Part 1: Instruments and measurement methods. ISO 19926-1:2018. Geneva: ISO/WMO, 2018.

[26] Ebert, M., Stascheit, H., Hädrich, I., & Eitner, U. (2014). The impact of angular dependent loss measurement on PV module energy yield prediction. Presented at the 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 22–26 September, Amsterdam, Netherlands. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.

[27] GlobalPetrolPrices. 2025. *Colombia electricity prices, December 2024*. Disponible en: GlobalPetrolPrices.com [Acceso 15 de agosto de 2025]

Project Title	Assessment of the Dynamic and Mechanical Response of a Floating Photovoltaic Solar Platform Based on the Uncertainty in the Mooring System Layout		
AUTHOR	Andrés Ovejero Andrés		
SUPERVISOR / ADVISOR	José Ramón Aranda Sierra (UC) Raúl Guanche García (IH Cantabria)		
DEGREE PROGRAM	Master's degree in industrial engineering	DATE	19/9/2025

KEYWORDS

Applied research project, floating photovoltaic platform, structural dynamics, numerical simulation, multivariable analysis, hydrodynamic modeling, design optimization, mooring tensions, Python, statistical control, renewable energy, sustainability, technological development, industrial engineering.

PROBLEM STATEMENT

Floating photovoltaic (FPV) technology has consolidated itself as a promising alternative for expanding renewable generation capacity. However, large-scale deployment still faces technical and design limitations.

One of the main challenges is the limited understanding of the dynamic and mechanical behaviour of floating platforms under real operating conditions. Uncertainty arises in the layout of mooring systems. In practice, anchors are often deployed by releasing concrete blocks from vessels, which introduces positioning errors with respect to the theoretical design. This deviation alters the geometry of the mooring system, modifies the load distribution, and can compromise both the structural stability and the energy performance of the installation. To date, there are no methodologies or standards capable of accurately predicting the effect of these variations, which hinders decision-making in the early design stages.

In this context, it becomes necessary to deepen the analysis from a dynamic perspective, quantifying these effects and providing useful information that can support future designs.

PROJECT DESCRIPTION

The present Master's Thesis aims to analyse the dynamic and mechanical behaviour of a real floating photovoltaic plant, using as a case study the facility located at the Urrá I dam (Colombia).

The project is structured in several phases:

1. **Case study characterization:** Collection of environmental data (wind, waves, bathymetry) and geometric definition of the plant.
2. **Hydrodynamic modelling in FEBOS software:** The platform and its mooring systems are modelled, incorporating all meteorological variables that generate forces in the system, as defined in the previous stage. In addition, a dispersion radius associated with the uncertainty in the anchor position is established for each case study.
3. **Uncertainty scenario simulation:** Ten dispersion radii (ranging from 10 cm to 1 m) are introduced in the placement of the anchors. For each scenario, 100 simulations are carried out, reaching a total of 1,000 cases.
4. **Automation and results analysis:** The large number of simulations and the multitude of parameters produced in each case generate a database of such dimensions that it cannot be treated directly. To address this, Python code has been developed to process and interpret the datasets.
5. **Statistical and multivariable evaluation:** The Python code developed enables the extraction of study variables in a statistical manner, such as displacements, velocities, platform accelerations, and stresses on the mooring lines. This allows for scenario comparison to identify behavioural patterns and define the impact of uncertainty on the dynamics and mechanics of the platform.

The novelty of this project lies in analysing the implications of uncertainty in common operational scenarios. The aim is not only to close technical gaps in the field but also to provide practical information that may serve as a reference for future designs and studies.

CONCLUSIONS

In this Master's Thesis, the dynamic and mechanical response of a floating photovoltaic solar platform subjected to different configurations of uncertainty in the mooring system has been analyzed, with the aim of evaluating the influence of this parameter both on structural stability and on energy performance. The results obtained allow us to draw a series of relevant conclusions, organized around three main axes: the dynamic response of the platform, the mechanical behavior of the mooring lines, and the energy efficiency of the system.

Dynamic response

- The average displacement of the platform in the plane varies as a function of the uncertainty radius.
 - In the elastic regime of the mooring system, the average displacement increases in proportion to the radius.
 - In the rigid regime (with bypass activated), the average displacement decreases by approximately 25 % of the uncertainty radius value.
- With larger radii, the occurrence of outlier displacement values increases, though they do not represent a serious problem since their proportion is minimal (less than 5 %).
- The deviation in displacement and rotation increases as the radius grows.
- The average rotation remains constant in all cases.

Mechanical response

- The most stressed mooring lines coincide with the thrust direction and remain constant across all scenarios.
- As the mooring line length is reduced, the tension borne by the line increases.
- Average stresses remain stable despite the increase in radius, with only minor redistribution, without significant impact.
- The greatest relative variations occur in the least stressed mooring lines, due to small absolute differences.

Energy efficiency

- The platform maintains a stable orientation even under high levels of uncertainty.
- Energy losses derived from rotation are negligible, below 0.0013 %.
- The economic losses associated with rotation are insignificant and therefore do not represent a critical design variable.

Taken together, the results show that the floating photovoltaic platform maintains a stable dynamic and mechanical behavior even under extreme conditions and high uncertainty in the mooring system position. This reinforces its technical feasibility and ensures that energy efficiency is not significantly compromised.

BIBLIOGRAPHY

- [1] LIU, Haohui, et al. Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2018, vol. 26, no 12, p. 957-967.
- [2] World Bank Group, ESMAP and SERIS. 2019. Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners. Washington, DC: World Bank.
- [3] IRENA (2021), Offshore renewables: An action agenda for deployment, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [4] PRABAKAR, Karthick; COLLET, Alex; HOTCHKISS, Erin; CUTLER, Dylan. Understanding line losses and transformer losses in rural isolated distribution systems. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/88937.pdf>. [Consulta: 6 Jul. 2025].
- [5] CHUNDURI, Sreekumar. Global FPV Market Developments. TaiyangNews, 2024 [consulta: 2 de febrero de 2025]. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/global-FPV-market-developments>
- [6] IEA PVPS. IEA PVPS Floating PV Task 13 Report 2025. TaiyangNews, 27 junio 2025. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/iea-pvps-floating-pv-2025-task-13-report> [Consulta: 6 de julio de 2025].
- [7] S&P Global Commodity Insights. Global FPV Market Developments. TaiyangNews, junio de 2023. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/global-FPV-market-developments> [Consulta: 15 de marzo de 2024].
- [8] Juch, N. and Rogoll, M. (2019), “Floating photovoltaics – is floating solar new trend?” Roedl, www.roedl.com/insights/renewable-energy/2019-02/floating-photovoltaics [Consulta: 6 de agosto de 2022]
- [9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). All afloat: benefits and challenges of floating solar systems. New Energy World, 10 de enero de 2024. Disponible en: <https://knowledge.energyinst.org/new-energy-world/article?id=138493>. [Consulta: 16 de abril de 2025].
- [10] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Abu Dhabi: IRENA, 2019. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf. [Consulta: 6 de julio de 2025].
- [11] World Bank Group, ESMAP and SERIS. 2019. Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. Washington, DC: World Bank.

- [12] Bellini, E. (2020). The weekend read: Don't throw caution to the wind. PV Magazine. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2020/02/22/the-weekend-read-dont-throw-caution-to-the-wind> [Consulta: 21 noviembre 2024].
- [13] TaiyangNews. (2020). Floating PV installation in Taiwan damaged by storm. TaiyangNews. Disponible en: <https://taiyangnews.info> [Consulta: 6 julio 2025].
- [14] Hangzhou Hongcheng. (2019). Anhui Huainan 150 MW Surface Floating Photovoltaic Project Connected to the Grid. Disponible en: <http://www.hongchengtm.com/news/4.html> [Consulta: 6 julio 2025].
- [15] Xu, J., Liu, X., Chen, Y., et al. (2025). Comparison of mooring systems for floating PV in varying water levels using OrcaFlex. Journal of Marine Engineering and Technology. <https://link.springer.com/article/10.1007/s13344-024-0083-1>
- [16] Tang, C., Chen, M., Wang, R., et al. (2024). Dynamic analysis of multi-module floating photovoltaic platforms with composite mooring system by considering tidal variation and platform configuration. Journal of Marine Science and Engineering, 12(3), 402. <https://www.mdpi.com/2077-1312/13/5/930>
- [17] Shi, H., Zhang, D., & Lin, S. (2025). Numerical modeling of mooring tension and platform drift for offshore floating PV systems under wave-current interaction. Ocean Engineering, 289, 117675. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801824001234>
- [18] Lee, H., Zhang, Y., & Han, S. (2024). Hierarchical optimization design for mooring layout in floating PV using genetic algorithms and kriging models. Renewable Energy, 222, 119-132. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.01.055>
- [19] Lee, J.-H., Paik, K.-J., Lee, S.-H., Hwangbo, J., & Ha, T.-H. (2022). Experimental and Numerical Study on the Motion and Load Characteristics of a Floating Solar Farm under Regular Waves. Journal of Marine Science and Engineering, 10(5), 565. <https://doi.org/10.3390/jmse10050565>
- [20] Trapani, K. & Millar, D. (2014). The thin film flexible floating PV (T3F-PV) array: The concept and development of the prototype. Renewable Energy, 71, 43–50. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.010>
- [21] SPECHT, M., KUTZNER, D., ENSSLEN, F., SCHMIDT, A. y PRELLWITZ, J., 2023. A Comprehensive Framework for Automated Floating PV Plant Modeling and Layout Optimization Based on Remote Sensing and GIS. Remote Sensing, 15(1), 10. [Consultado el 31 de julio de 2025]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2072-4292/15/1/10>
- [22] Trapani, K., & Millar, D. L.] (2013). "Floating photovoltaic arrays: A review of benefits and challenges". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39, 497–506.
- [23] Marino, E., et al. (2020). Simplified hydrodynamic modeling of large floating structures for renewable energy applications. Ocean Engineering, 213, 107585.

- [24] COMITÉ EUROPEO DE NORMALIZACIÓN. Eurocode 1: Actions on structures – Part 1-4: General actions – Wind actions (EN 1991-1-4). Brussels: CEN, 2005.
- [25] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION; WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION. Meteorology – Ground-based remote sensing of precipitation – Part 1: Instruments and measurement methods. ISO 19926-1:2018. Geneva: ISO/WMO, 2018.
- [26] Ebert, M., Stascheit, H., Hädrich, I., & Eitner, U. (2014). The impact of angular dependent loss measurement on PV module energy yield prediction. Presented at the 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 22–26 September, Amsterdam, Netherlands. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE
- [27] GlobalPetrolPrices. 2025. *Colombia electricity prices, December 2024*. Disponible en: GlobalPetrolPrices.com [Acceso 15 de agosto de 2025]

ÍNDICE GENERAL:

DOCUMENTO N°1: MEMORIA.

DOCUMENTO N°2: ANEXO A: ESTUDIO DE VIENTO.

DOCUMENTO N°3: ANEXO B: PLANOS URRÁ I

DOCUMENTO N°4: ANEXO C: CÓDIGO PYTHON

Documento 1: Memoria.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. Contexto energético global y transición renovable.....	11
1.2. Energía fotovoltaica flotante: definición y beneficios	11
1.3. Retos y oportunidades del desarrollo de la FPV	12
1.4. Perspectiva actual y futura de la FPV en el mix energético.	14
1.5. Justificación y motivación del estudio	15
1.6. Estructura del documento	16
2. ESTADO DEL ARTE.....	18
2.1. Tipologías de plataformas flotantes y su evolución.....	18
2.2. Sistemas de fondeo: anclaje y amarre	21
2.3. Casos reales de fallos en los sistemas de amarres y anclajes.....	25
2.4. Estudios previos relevantes sobre dinámica y fondeo	26
2.5. Gaps técnicos y problemas sin resolver	27
3. OBJETIVOS Y ALCANCE.....	30
3.1. Objetivo general y objetivos específicos del estudio	30
3.2. Alcance del trabajo y limitaciones	30
4. METODOLOGÍA	32
4.1. Enfoque metodológico y fases del estudio.....	32
4.2. Herramientas y software empleados	33
4.2.1. Herramientas para la obtención de datos del emplazamiento	33
4.2.2. Herramientas para modelado y simulación	34
4.2.3. Herramientas para análisis de resultados	35
4.3. Diseño del caso de estudio	36
4.4. Variables consideradas en la simulación	38
4.4.1. Variables del entorno	38
4.4.2. Variables del propio sistema FPV:.....	39

4.5. Estrategia de análisis e incertidumbre.....	40
5. MODELADO DE LA PLANTA FLOTANTE	41
5.1. Emplazamiento y condiciones del entorno	41
5.2. Elementos de flotación, amarre y anclaje escogidos	43
5.2.1. Sistema de flotación	43
5.2.2. Sistema de amarre	44
5.2.3. Sistema de anclaje	45
5.3. Dimensionamiento y distribución de la plataforma	46
5.4. Hipótesis y simplificaciones	48
5.5. Modelo matemático	50
5.6. Cálculo de cargas.	53
5.6.1. Parámetros de la matriz de masas	53
5.6.1.1. Peso de la plataforma.....	54
5.6.1.2. Fuerzas de inercia.	54
5.6.2. Viento	54
5.6.2.1. Coeficiente de resistencia aerodinámica.....	55
5.6.2.2. Velocidad máxima del viento	58
5.6.3. Oleaje	61
5.6.3.1. Altura significativa de la ola y periodo de retorno.	61
5.6.3.2. Longitud de frente de ola.....	66
5.7. Modelado en FEBOS.	67
6. RESULTADOS Y ANÁLISIS	71
6.1. Escenarios simulados y condiciones de contorno	71
6.2. Herramienta para el análisis de resultados.....	72
6.2.1. Generación automatizada de casos.....	72
6.2.2. Estructura de datos y media de resultados	72
6.2.3. Representación gráfica	74

6.3. Respuesta dinámica y mecánica del sistema.....	75
6.3.1. Comportamiento dinámico	75
6.3.1.1. Sway	76
6.3.1.2. Surge.....	77
6.3.1.3. Yaw.....	79
6.3.2. Comportamiento mecánico	81
6.4. Análisis cuantitativo de resultados y sensibilidad ante la incertidumbre	83
6.4.1. Análisis dinámico	83
6.4.1.1. Análisis cuantitativo en sway	84
6.4.1.2. Análisis cuantitativo en surge.....	87
6.4.1.3. Análisis cuantitativo en yaw y repercusión en la generación eléctrica del sistema	90
6.4.2. Análisis mecánico.....	96
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
7.1. Conclusiones principales	100
7.2. Recomendaciones técnicas para futuros diseños	101
7.3. Líneas futuras de investigación.....	102
BIBLIOGRAFÍA	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Elementos de un sistema de flotación estándar [11].....	19
Figura 2-2. Estructura piloto de sistema de flotación [11]	20
Figura 2-3 Sistema de flotación por pontones [2]	20
Figura 2-4. Sistema de flotación con membrana [2]	21
Figura 2-5. Anclaje a fondo con bloque de hormigón [2]	22
Figura 2-6. Anclaje a boya [2].....	23
Figura 2-7. Anclaje con pontones [2]	23
Figura 2-8. Anclaje a banco [2]	24
Figura 4-1. Grados de libertad que se estudiarán [Elaboración propia]	37
Figura 4-2. Orientación de los ejes para el caso de estudio [Elaboración propia]	38
Figura 5-1 Ubicación de la planta de estudio [ISIGENERE].....	41
Figura 5-2. simulación de la ubicación final de la planta Urrá I [Elaboración propia] .	42
Figura 5-3. Sistema ISIFLOATING [ISIGENERE].....	44
Figura 5-4. Sistema de amarre Seaflex	45
Figura 5-5. Tipos de bloques de hormigón utilizados en el amarre [ISIGENERE]	46
Figura 5-6. Diagrama de la dinámica de trabajo en la simulación [Elaboración propia]	48
Figura 5-7. Coeficientes de resistencia a un fluido en función del área y altura de incisión [24].....	56
Figura 5-8. Velocidad máxima del viento segun IDEAM [IDEAM]	58
Figura 5-9. Fetch del caso de estudio. [Elaboración propia]	63
Figura 5-10. Batimetría de la represa Urrá I [Elaboración propia]	64
Figura 5-11. Altura de ola máxima para 108 m.s.n.m. [Elaboración propia]	65
Figura 5-12. Altura de ola máxima para 127 m.s.n.m [Elaboración propia].....	65
Figura 5-13. Altura de ola máxima para 127 m.s.n.m [Elaboración propia].....	66
Figura 5-14. Frente de ola [Elaboración propia]	67
Figura 5-15. Posición probabilística del punto de anclaje dentro del radio de incertidumbre [Elaboración propia].....	70
Figura 6-1. Evolución del Sway en función del radio de incertidumbre [Elaboración propia].....	76
Figura 6-2. Sway medio para caso de estudio [Elaboración propia]	77

Figura 6-3. Evolución del Surge en función del radio de incertidumbre [Elaboración propia].....	78
Figura 6-4. Surge medio para cada caso de estudio [Elaboración propia]	79
Figura 6-5. Evolución de yaw en función del radio de incertidumbre [Elaboración propia].....	80
Figura 6-6. Yaw medio para cada caso de estudio [Elaboración propia]	81
Figura 6-7. Respuesta mecánica del sistema para un radio de incertidumbre en la disposición de los anclajes de 10 cm [Elaboración propia].....	82
Figura 6-8. Respuesta mecánica del sistema para un radio de incertidumbre en la disposición de los anclajes de 1 m [Elaboración propia].....	83
Figura 6-9. Ajuste lineal del desplazamiento medio en Sway [Elaboración propia]	84
Figura 6-10. Ajuste lineal del desplazamiento medio en surge [Elaboración propia]...	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4-1. Comparativa entre softwares de simulación	35
Tabla 5-1. Coordenadas de diseño UTM de posicionamiento de amarres y anclajes	47
Tabla 5-2. Peso unitario de los elementos de la planta.....	54
Tabla 5-3. Coeficientes de resistencia aerodinámica aplicados a la planta del caso de estudio.....	56
Tabla 5-4. Coeficientes de fricción para la superficie superior de la planta	57
Tabla 5-5. Descripción de las series meteorológicas investigadas [ISIGENERE].....	59
Tabla 5-6. Resumen de los datos de viento de las estaciones meteorológicas cercanas. [ISIGENERE].....	60
Tabla 6-1. Resumen estadístico del comportamiento en sway según el radio de incertidumbre.....	86
Tabla 6-2. Resumen estadístico del comportamiento en surge según el radio de incertidumbre.....	89
Tabla 6-3. Resumen estadístico del comportamiento en yaw según el radio de incertidumbre.....	91
Tabla 6-4. Comparación entre las tensiones obtenidas entre los radios de incertidumbre de 10 cm y de 1 m. [Elaboración propia]	97
Tabla 6-5. Tensiones finales de los elementos del sistema de amarre de la plataforma	99

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 5-1. Segunda ley de Newton	51
Ecuación 5-2. Fuerza del viento simplificada sobre la FPV	52
Ecuación 5-3. Fuerza del oleaje simplificada sobre la plataforma	52
Ecuación 5-4. Inercia de la plataforma	54
Ecuación 5-5. Coeficientes de presión ajustado a FEBOS	57
Ecuación 5-6. Longitud de frente de ola.....	67
Ecuación 6-1. Variación del desplazamiento medio en sway (m).....	84
Ecuación 6-2. Variación del desplazamiento medio en surge (m)	87
Ecuación 6-3. Energía recibida por el sistema fotovoltaico [26]	92
Ecuación 6-4. Ecuación general de pérdidas relativas en la generación eléctrica.....	92

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AQWA	ANSYS AQWA – Software de análisis de estructuras flotantes
CFD	Computational Fluid Dynamics – Dinámica de Fluidos Computacional
DGPS	Differential Global Positioning System – Sistema GPS Diferencial
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
ELU	Estado Límite Último
ENSO	El Niño–Southern Oscillation
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
FEBOS	Floating Energy BOSea System (software)
FPV	Floating Photovoltaics – Fotovoltaica flotante
FSI	Fluid-Structure Interaction – Interacción Fluido-Estructura
HDPE	High-Density Polyethylene – Polietileno de alta densidad
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEA	International Energy Agency – Agencia Internacional de la Energía
IH	Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria
IHPROPAGA	Propagación hidráulica (modelo interno del IH)
IRENA	International Renewable Energy Agency – Agencia Internacional de Energía Renovable
ISO	International Organization for Standardization
NASA	National Aeronautics and Space Administration
O&M	Operation and Maintenance - Operación y Mantenimiento
POT	Peaks Over Threshold
PV	Photovoltaic – Fotovoltaico
PVPS	Photovoltaic Power Systems – Programa fotovoltaico de la IEA

SWAN	Simulating WAves Nearshore – Modelo numérico de propagación de oleaje
WMO	World Meteorological Organization – Organización Meteorológica Mundial

UNIDADES FÍSICAS UTILIZADAS EN EL DOCUMENTO

GW	Gigavatio – unidad de potencia
MW	Megavatio – unidad de potencia
kW	Kilovatio – unidad de potencia
N	Newton – unidad de fuerza
kg	Kilogramo – unidad de masa
m	Metro – unidad de longitud
cm	Centímetro – subunidad de longitud
m/s	Metros por segundo – unidad de velocidad
rad	Radianes – unidad de ángulo
grados o °	Grados – unidad de ángulo

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto energético global y transición renovable

Durante las últimas décadas la demanda energética ha crecido globalmente a niveles nunca vistos, propulsado principalmente por la industrialización, el aumento de la población y el desarrollo tecnológico. Este aumento de la demanda ha ejercido una fuerte presión sobre los sistemas tradicionales de producción y distribución, los cuales dependen en gran medida de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural o el petróleo.

Cierto es que dichas fuentes han sido claves para lograr el avance tecnológico y económico global en el que nos situamos, pero su alta explotación ha generado consecuencias medioambientales cada vez más evidentes, como el aumento de las emisiones de gases efecto invernadero, la contaminación del aire y la pérdida de ecosistemas naturales. Todo esto unido a la volatilidad de los precios internacionales, la concentración de reservas en regiones geopolíticamente sensibles y la creciente preocupación por la seguridad energética pone en manifiesto la necesidad de diversificar la matriz energética global.

En este escenario, la transición hacia un modelo basado en energías renovables pasa de ser una opción para convertirse en una prioridad estratégica. Las tecnologías existentes como la fotovoltaica, la eólica, la hidroeléctrica o la biomasa están ganado terreno debido a su bajo impacto ambiental, potencia para generar empleo y por su contribución a una economía baja en carbono.

A pesar de los avances logrados en muchas regiones, se sigue muy lejos de lograr una transformación energética global que sea viable a nivel técnico, económico y social. La fórmula para llegar a ello ha de basarse en integrar progresivamente fuentes de energía sostenibles, fomentando políticas públicas que inviertan en nuevas tecnologías e infraestructura. En este contexto, emerge la solución de energía fotovoltaica flotante, que se estudiará en los siguientes capítulos de este trabajo.

1.2. Energía fotovoltaica flotante: definición y beneficios

La energía FPV (Floating Photovoltaics por sus siglas en inglés), es una modalidad relativamente reciente dentro del sector de las energías renovables. Esta tecnología surge como una alternativa eficiente ante la limitación de espacios disponibles en tierra, sobre

todo en áreas con alta densidad poblacional o fuerte presión sobre el uso del suelo. Consiste en la instalación de paneles solares sobre plataformas que flotan en superficies de agua dulce o salada.

Técnicamente, el funcionamiento del sistema FPV es el mismo que el de las plantas fotovoltaicas convencionales, aprovechando la radiación solar para generar electricidad a través del efecto fotoeléctrico. Sin embargo, al estar situadas sobre masas de agua, adquieren ciertas particularidades que permiten mejorar el rendimiento. Por ejemplo, el entorno acuático sobre el que se posan permite refrigerar los paneles, reduciendo pérdidas y traduciéndose en una mayor eficiencia operativa de hasta un 15% [1].

Además de la mejora en el rendimiento energético, la FPV presenta una serie de ventajas extra que la hacen más atractiva. Una de las más relevantes es la posibilidad de aprovechar superficies sin uso productivo, como embalses, canales de riego, lagos o depósitos industriales, sin generar conflictos con actividades agrícolas o urbanas. Además, al cubrir el agua, se consigue reducir la evaporación en hasta un 80% [2], lo que resulta muy interesante para las regiones con recursos de agua limitados o propensas a sequías.

Otro punto que destacar es la facilidad para integrar sistemas FPV con infraestructuras hidroeléctricas existentes, permitiendo optimizar el uso del espacio, aprovechar conexiones eléctricas ya instaladas y generar sinergias operativas. Esta integración, conocida como hibridación solar-hidroeléctrica, puede contribuir a mejorar la estabilidad del suministro energético en determinadas regiones [3].

Durante los últimos años, la tecnología FPV ha crecido notablemente, con proyectos piloto y comerciales en multitud de países, demostrando que es viable técnicamente y que tiene capacidad para adaptarse a diferentes geografías [2]. No obstante, es difícil consolidarlo a gran escala debido a que existen una serie de desafíos técnicos y económicos que se desarrollaran en el próximo apartado.

1.3. Retos y oportunidades del desarrollo de la FPV

Aunque la FPV ha generado un interés creciente en los últimos años, desplegarla a gran escala conlleva un gran desafío técnico, ambiental y económico.

Uno de los principales retos es el diseño estructural de las plataformas flotantes y de los sistemas de fondeo. Estas instalaciones deben resistir condiciones variables del entorno,

como el oleaje, el viento o las variaciones del nivel del agua, manteniendo la estabilidad, tanto mecánica como de rendimiento eléctrico, a lo largo del tiempo. A diferencia de las instalaciones terrestres, las plantas FPV están sometidas a un entorno dinámico que exige soluciones específicas para garantizar su integridad estructural y funcional.

Otro de los retos a los que hay que hacer frente es a la durabilidad de los materiales. Esta tecnología está expuesta constantemente a humedad, radiación solar intensa y reflejada y, en algunos casos, al ambiente salino, generando un aumento de la degradación de los componentes. Esto supone un reto en términos de mantenimiento, fiabilidad y costes operativos.

Desde el punto de vista logístico, la instalación y el mantenimiento de sistemas flotantes pueden presentar dificultades particulares, especialmente en zonas de difícil acceso o con grandes variaciones en las diferentes estaciones. Además, en muchos países todavía no existen normativas específicas que regule este tipo de instalaciones, lo cual puede retrasar su implementación por cuestiones administrativas o jurídicas.

Pese a todos estos desafíos, la FPV ofrece una serie de oportunidades con gran valor. En primer lugar, permite aprovechar superficies acuáticas inutilizadas, evitando la ocupación de suelo agrícola, forestal o urbano. Esto resulta especialmente beneficioso en áreas donde el acceso a terrenos es limitado o costoso.

Asimismo, permite reducir la evaporación de los embalses y la opción de combinar la generación solar con instalaciones hidroeléctricas existentes representan ventajas adicionales, tanto en términos de eficiencia como de integración en redes eléctricas ya existentes. Esta hibridación también puede contribuir a una mayor estabilidad en la producción de energía renovable, ya que se podría utilizar como un sistema de acumulación energético; bastaría con bombear aguas arriba el agua en horario de producción solar para que, cuando aumente la demanda en momentos sin radiación, se genere a través del sistema hidráulico.

Otra de las grandes ventajas de la FPV es la instalación en zonas rurales o remotas, donde en ocasiones la pérdida de energía en el transporte hasta estas áreas puede alcanzar valores del 15%, aumentando de esta manera el coste de operaciones, de consumo y ahuyentando las inversiones privadas [4].

Los beneficios encontrados en esta tecnología han hecho incrementar el interés en ella, aumentando el número de proyectos piloto y estudios técnicos. Como consecuencia, la

curva de aprendizaje del sector se ha acelerado, lo que facilita mejores diseños estructurales, reducción de costes y adaptación de normativas.

En este escenario de crecimiento y consolidación de la energía fotovoltaica flotante, este trabajo pone el foco en un aspecto que, hasta ahora, ha recibido poca atención: cómo se comporta dinámicamente una plataforma flotante cuando se expone a condiciones reales del entorno. En particular, se estudiará el papel del sistema de fondeo, tomando como base un caso práctico situado en la represa Urrá I, en Colombia.

1.4. Perspectiva actual y futura de la FPV en el mix energético.

En pocos años, la FPV ha pasado de ser una tecnología experimental a posicionarse como una tecnología estratégica dentro del conjunto de las fuentes renovables emergentes. Su implantación y crecimiento ha destacado especialmente en países asiáticos como China, India, Corea del Sur o Japón, representando el 87% de la potencia mundial instalada [5].

Desde la instalación de la primera planta piloto de 20kW de capacidad en Aichi, Japón, en 2007 [2], la capacidad acumulada de FPV ha crecido de forma sostenida, llegando a los 7.7 GW a nivel mundial a finales del año 2023 [6] y con una previsión de llegar a los 30GW en el año 2030 [5], según se define en la figura 1-1.

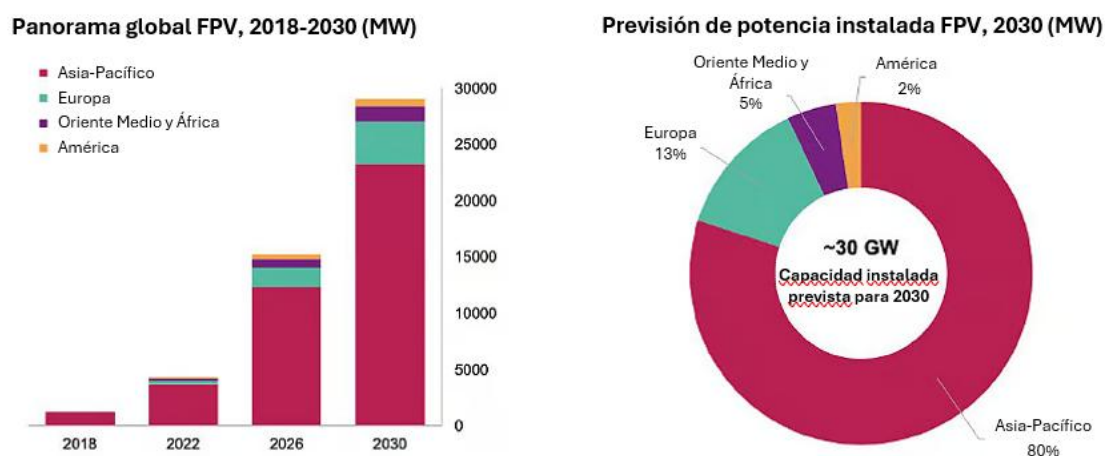


Figura 1-1. Panorama global y previsiones de futuro hasta 2030 de FPV instalada. [7]

En términos de potencial, diversos estudios estiman que la capacidad técnica de la FPV podría alcanzar cifras superiores a los 400 GW si se aprovechara tan solo un 3-4% de la

superficie de los embalses de grandes plantas hidroeléctricas, permitiendo incluso duplicar la capacidad instalada actual en muchas de esas infraestructuras hidroeléctricas [2]. Este valor representa una fracción significativa del futuro mix energético global, especialmente si se tiene en cuenta que los recursos solares son abundantes y distribuidos geográficamente. Concretamente en Europa, con cubrir únicamente el 1% de las reservas de agua dulce, se generarían 20GW, lo que corresponde a un 5,3% del consumo anual europeo [8].

De cara a las próximas décadas, organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) prevén una expansión considerable de esta tecnología. Algunos escenarios son más optimistas aún que los previamente mencionados y estiman que para 2030 podrían superarse los 60 GW instalados [9], y que hacia 2050, la FPV represente entre el 5% y el 10% de toda la capacidad fotovoltaica a nivel global [10].

1.5. Justificación y motivación del estudio

Las instalaciones FPV han crecido de manera notable en la última década, esto ha conllevado al aumento del interés en desarrollar nuevos proyectos y a escalar la tecnología. Sin embargo, siguen existiendo multitud de problemas a los que todavía no se les da respuesta y limitan la instalación de proyectos de mayores dimensiones. La mecánica estructural es una de estas limitaciones, ya que no se conoce cómo responden este tipo de plataformas ante condiciones extremas. Además, estas plataformas, a diferencia de las plantas sobre suelo firme, están expuestas a condiciones mucho más variables influyendo directamente en su comportamiento dinámico y mecánico.

Uno de los aspectos que más incertidumbre genera es el sistema de fondeo, ya que es el encargado de mantener a la plataforma en la posición de diseño original. Este sistema es el encargado de evitar que la plataforma se desplace, pudiendo colisionar y rompiéndose, o que se gire y se pierda el ángulo óptimo de generación eléctrica en los paneles. Una de las mayores incertidumbres de esta parte de la plataforma es la ubicación de los anclajes, que rara vez coincide con el punto teórico debido a que los bloques de hormigón se sueltan desde embarcaciones, lo que genera desviaciones inevitables. Estas pequeñas desviaciones podrían llegar a tener un impacto representativo, que hasta ahora es desconocido, debido a la modificación de la geometría del sistema completo de amarres.

Este trabajo surge con la intención de analizar ese posible impacto de la incertidumbre en la posición de los anclajes. Se analizará con profundidad este tipo de situaciones integrando la variable del posicionamiento en el cálculo teórico y viendo cómo responde la plataforma y comparándola con el diseño idóneo sobre una planta existente.

En definitiva, el estudio pretende aportar conocimiento técnico que pueda ser útil en futuras fases de diseño y planificación de plantas FPV. Aunque no se trata de una investigación de carácter experimental, su valor radica en acercar el análisis estructural a condiciones más reales, con el objetivo de contribuir al avance de esta tecnología.

1.6. Estructura del documento

Este trabajo se organiza en nueve capítulos. A continuación, se describe brevemente el contenido de cada uno:

- **Capítulo 1:** Introducción: presenta el contexto general FPV a nivel global y la transición hacia fuentes renovables. Se introduce la tecnología FPV, sus beneficios, limitaciones, proyecciones futuras y se justifica la relevancia y motivación del estudio en relación con las necesidades técnicas actuales del sector.
- **Capítulo 2:** Estado del arte: ofrece una revisión técnica de las principales tipologías de plataformas flotantes, sistemas de fondeo y tecnologías existentes. Se analizan estudios previos relevantes, se identifican vacíos técnicos por cubrir y se incluye una visión sobre el papel que podría desempeñar la FPV en el futuro mix energético.
- **Capítulo 3:** Objetivos y alcance: define el objetivo general y los objetivos específicos del trabajo, así como el alcance metodológico y técnico. También se especifican las limitaciones que se tendrán en cuenta.
- **Capítulo 4:** Metodología: describe la forma en la que se desarrollara y se avanzará en el estudio, las herramientas empleadas para llevarlo a cabo y la estrategia de simulación desarrollada.
- **Capítulo 5:** Modelado de la planta flotante: define las características del caso de estudio, el diseño técnico del sistema flotante, su dimensionamiento y la formulación matemática que utilizan las herramientas para simular el comportamiento de la plataforma.
- **Capítulo 6:** Resultados y análisis: presenta los resultados obtenidos a partir de las simulaciones desarrolladas. Se analizan los efectos de distintas condiciones

ambientales sobre la estabilidad de la plataforma y el sistema de fondeo, así como la influencia de la incertidumbre posicional.

- **Capítulo 7:** Conclusiones y recomendaciones: resume los principales hallazgos del estudio y propone recomendaciones técnicas para futuros diseños e investigaciones de FPV.
- **Capítulo 8:** Bibliografía: recoge todas las fuentes bibliográficas utilizadas.
- **Capítulo 9:** Anexos: incluye información complementaria que se menciona y respalda el trabajo.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. Tipologías de plataformas flotantes y su evolución

Las plataformas fotovoltaicas flotantes (FPV) son una de las tecnologías emergentes en cuanto a generación eléctrica y aprovechamiento de espacios utilizados hasta la fecha, como es la superficie de grandes masas de agua. Debido a su gran potencial, desde la primera planta piloto en Aichi, Japón, se han desarrollado multitud de configuraciones estructurales para poder adaptarlas a diferentes condiciones técnicas, ambientales y económicas. Cada una de estas configuraciones presenta distintas ventajas e inconvenientes que se desarrollarán a lo largo del capítulo.

Una forma común de clasificar estas plataformas es atendiendo al tipo de estructura de flotación empleada:

- Flotadores puros:

Compuesto por dos flotadores, el principal y el secundario (Figura 2-1 y Figura 2-2). El flotador principal se encarga de sostener el módulo fotovoltaico y de proporcionarle la inclinación respecto al sol para lograr una eficiencia mayor. Por otra parte, el flotador secundario se encarga de conectar los flotadores primarios, evitando así el sombreado entre módulos y permitiendo el paso para realizar labores de operación y mantenimiento (O&M).

Este tipo de configuración se caracteriza por permitir una gran versatilidad en el diseño y en el tamaño de la plataforma. Asimismo, al tratarse de unidades simples e independientes interconexionadas, no precisa de cambios significativos para futuras ampliaciones. Además, los costes son relativamente bajos tanto en la instalación como en el mantenimiento. Esto se debe a un diseño sencillo y materiales resistentes y duraderos, como el polietileno de alta densidad (HDPE - High-Density Polyethylene) en los flotadores y un número reducido de piezas metálicas en las interconexiones. Además, reduce su impacto ambiental gracias a su resistencia a los rayos UV. Debido a sus numerosas ventajas, estos flotadores son una de las opciones más populares del mercado. Respecto a las desventajas que presenta el sistema, al estar en contacto con la superficie y ocupar gran parte de esta, la circulación del aire y el efecto de enfriamiento por evaporación se ve reducido, generando un ambiente más húmedo. La exposición continua

a fluctuaciones de las juntas y conexiones también puede acarrear problemas de fatiga y, en el caso de tener que ser transportados largas distancias, esta tecnología obliga a moldear los flotadores por soplado en instalaciones cercanas al emplazamiento, pues de lo contrario los gastos de transporte serían mucho más elevados [11].

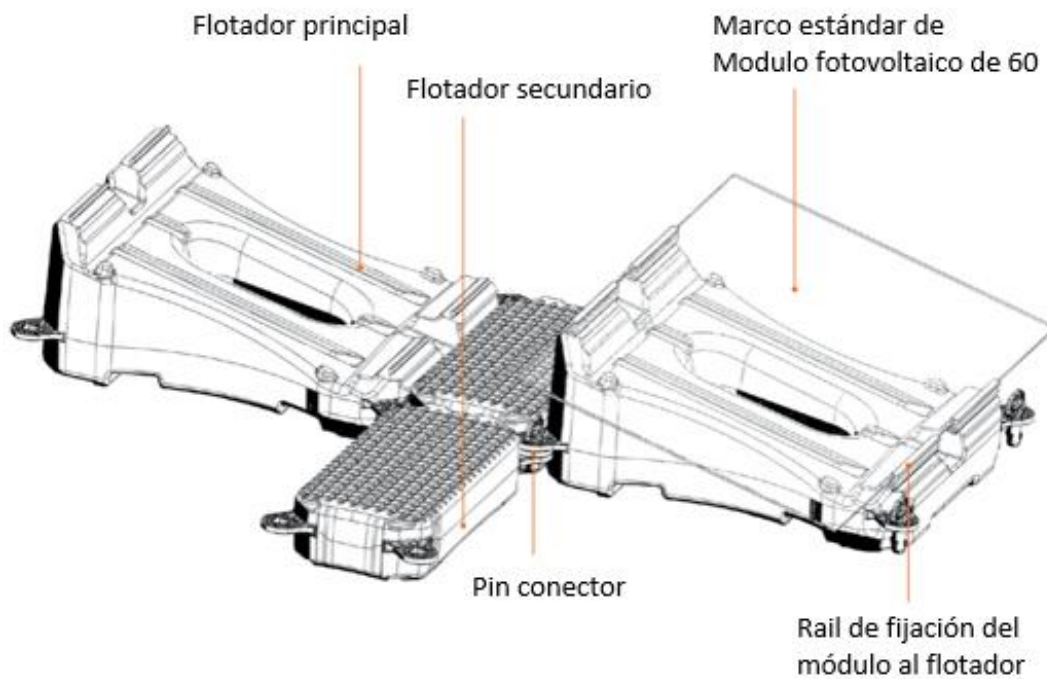


Figura 2-1. Elementos de un sistema de flotación estándar [11].



Figura 2-2. Estructura piloto de sistema de flotación [11]

- Estructuras de pontones y marcos metálicos:

Esta configuración utiliza únicamente un tipo de flotador con funciones equivalentes al flotador secundario estudiado en el punto anterior (Figura 2-3). Sobre estas líneas de flotadores con funcionalidad de pasarela, para realizar tareas de O&M, se apoyan unas barras metálicas que soportaran los módulos fotovoltaicos.

Sin embargo, como contra, su instalación y mantenimiento pueden resultar más complejos y costosos.

Dentro de esta categoría podemos distinguir los pontones que utilizan flotadores y los que utilizan tubos con características similares a los flotadores.



Figura 2-3 Sistema de flotación por pontones [2]

- Flotadores membrana:

Este tipo de flotador se caracteriza por tener una membrana flotante hidro-elástica (Figura 2-4), la cual está hecha a partir de polímeros con alta resistencia a la corrosión y a la fatiga mecánica, a través de que se extienden los raíles donde se sujetan los paneles.

Es una alternativa interesante para proyectos de menor tamaño debido a su bajo peso y facilidad de instalación. Asimismo, la membrana permite adaptarse a los cambios de nivel de agua y a condiciones meteorológicas más adversas. Además, permite cubrir una superficie mayor de agua evitando la evaporación, siendo de este modo aún más atractivo para zonas desérticas.

Por el contrario, esta tecnología tiene dificultad en cuanto a su escalabilidad y despliegue.



Figura 2-4. Sistema de flotación con membrana [2]

Además de estos sistemas de flotación, también existen diferentes sistemas de interconexión de los módulos estructurales. Por una parte, existen soluciones que son totalmente rígidas y generan una estabilidad geométrica que transmite mayores cargas internas y, por otra parte, existen soluciones flexibles, que permiten ciertos grados de libertad entre los módulos, reduciendo el esfuerzo interno, pero aumentando la complejidad del sistema de amarre y control. A gran escala únicamente se utilizan los segundos, los de interconexiones flexibles.

En definitiva, la elección de la tipología adecuada no solo depende de la geometría del cuerpo de agua, sino también del clima, el régimen de vientos, las cargas dinámicas esperadas y el tipo de sistema de fondeo utilizado.

2.2. Sistemas de fondeo: anclaje y amarre

El sistema de fondeo es un componente esencial en cualquier FPV y el que será el principal tema de estudio en este trabajo. Esta parte se encarga de garantizar la estabilidad de la plataforma frente a las diferentes condiciones ambientales. La función principal del sistema de fondeo es mantener una posición relativa de la estructura, evitando de esta forma los desplazamientos y la rotación en el plano superficial. Estos grados de libertad mencionados pueden ocasionar esfuerzos no deseados que afecten a la integridad del sistema o comprometan el rendimiento energético.

Los sistemas de fondeo se componen principalmente de dos elementos:

- **Anclajes:** son los puntos del sistema que se denominan fijos o de referencia. Estos puntos pueden ser bloques de hormigón, pilotes, anclajes helicoidales u otros adaptado al fondo del lecho.
- **Líneas de amarre:** conectan la estructura flotante con los anclajes, transmitiendo y amortiguando las cargas generadas por viento, oleaje o corriente. Dentro de las líneas se pueden distinguir los elementos rígidos, amortiguadores y de conexión.
 - **Elementos rígidos:** cables, cuerdas o cadenas que ocupan la mayor parte de la longitud de la línea.
 - **Elementos amortiguadores:** elementos elásticos que mitigan las tensiones que sufre la plataforma, haciéndola así menos rígida en conjunto y eliminando riesgos.
 - **Elementos de conexión:** piezas que unen las líneas de amarre, por un extremo, con los anclajes y, por el otro extremo, con la propia plataforma.

Dentro de los anclajes podemos diferenciar, entre otras, las siguientes tipologías.

- **Anclaje al fondo (Figura 2-5):** utilizando principalmente bloques de hormigón que se apoyan sobre el lecho. Una de las principales ventajas es la durabilidad, ya que pueden durar más de 25 años. Además, este método soporta tensiones en todas las direcciones. Sin embargo, este sistema no es apto para todos los cuerpos de agua, siendo recomendable para los proyectos con poca profundidad y bajo oleaje.



Figura 2-5. Anclaje a fondo con bloque de hormigón [2]

- **Anclaje a boya (Figura 2-6):** fija la plataforma a una boya flotante que a su vez está anclada al fondo marino. Este sistema permite, a diferencia del anterior, trabajar con cuerpos de agua más profundos y mayores condiciones de oleaje, ya que libera las tensiones verticales de la plataforma y no causa daños en caso de condiciones más extremas.

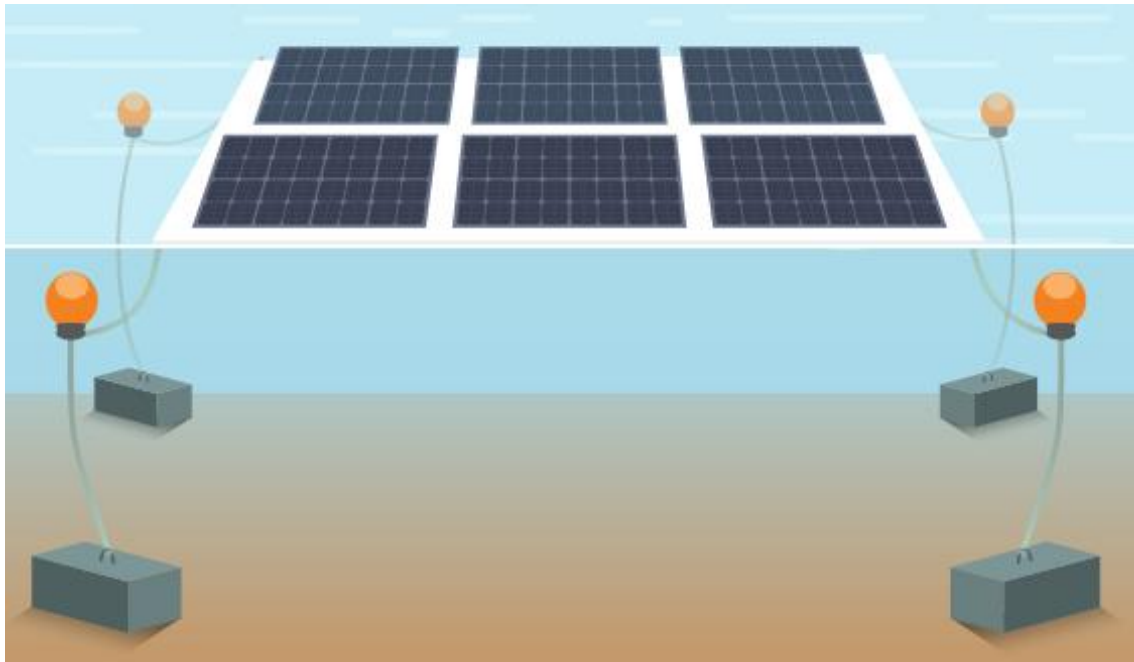


Figura 2-6. Anclaje a boya [2]

- **Anclaje con pilotes (figura 2-7):** consiste en fijar pilotes al fondo marino en zonas con fondos firmes y poco profundos. Los pilotes suelen ser de acero o de hormigón y se clavan al fondo mediante martillos hidráulicos. La plataforma desliza hacia arriba o abajo a lo largo de los pilotes en función de la variación del nivel del agua.



Figura 2-7. Anclaje con pontones [2]

- **Anclaje a banco (Figura 2-8):** amarra la plataforma a estructuras en la línea de costa del cuerpo acuático. Este tipo de anclaje se utiliza en plantas cercanas a dicha línea costera, en estanques con fondos plásticos donde no es posible anclar a fondo o en balsas de riego. Este sistema es adecuado para cuerpos poco profundos y con poco oleaje. La principal ventaja de este método es el fácil acceso a los puntos de anclaje, facilitando las tareas de despliegue y de mantenimiento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que este sistema depende de la propiedad de la costa, necesitando así la autorización del propietario de las parcelas.



Figura 2-8. Anclaje a banco [2]

A diferencia de las estructuras fijas, la FPV se desplaza, oscila, gira y genera tensiones, lo que requiere escoger un sistema de fondeo que asegure la posición general amortiguando estas tensiones excesivas que pueden aparecer. La elección del sistema de fondeo va a depender de diversos factores como la profundidad del emplazamiento, la variación del nivel del agua, el viento, el oleaje, la batimetría, las dimensiones de la plataforma o el precio. Además, hay que tener en consideración la accesibilidad para realizar las tareas de mantenimiento.

Actualmente, los sistemas de fondeo FPV no se guían a través de una estandarización internacional, sino que se basan en aproximaciones empíricas o adaptaciones de soluciones de energía naval. Estos métodos no consideran de forma precisa las interacciones entre todos los elementos del sistema (plataforma, anclaje y entorno acuático), especialmente en los proyectos de gran escala.

Por esta razón, se considera fundamental avanzar en la investigación de este campo, generando herramientas de simulación que permitan modelar el sistema en diferentes escenarios. En este trabajo, se abordará esta cuestión mediante un enfoque analítico y numérico aplicado al caso real del embalse Urrá I, Colombia.

2.3. Casos reales de fallos en los sistemas de amarres y anclajes

A medida que ha aumentado el número de proyectos que operan, se han evidenciado los riesgos asociados a los componentes estructurales, especialmente al sistema de fondeo (amarre y anclaje). Normalmente se sobredimensionan para prevenir cualquier colapso parcial o total causado por fenómenos meteorológicos excepcionales o por situaciones no contempladas. Estos errores han generado lecciones claves para el desarrollo de la tecnología.

Uno de los casos más conocidos es el de la planta de 13,7 MW instalada en un embalse de Yamakira, Japón. Fue en septiembre de 2019 cuando, tras el paso del tifón Faxai, cedieron varios de los puntos del sistema de amarre. Esto trajo como consecuencia que una gran parte de la sección de la planta se desplazase descontroladamente colisionando entre sí y dañando gran parte de la instalación. La investigación posterior concluyó que el sistema de fondeo no había sido diseñado para resistir vientos de dicha magnitud y que uno de los factores clave fue la falta de elementos de absorción en las líneas de anclaje [12].

Otro ejemplo es el de plataforma situada en el embalse de Changhua, Taiwán en 2020. Este proyecto colapsó parcialmente tras una tormenta intensa, atribuyendo el fallo a un sistema de amarre insuficiente. La cantidad de anclajes y la distribución de estos no bastó para que contrarrestasen las fuerzas del viento y de las olas generadas por este. La plataforma se giró, perdiendo la orientación óptima y varios de los módulos se desprendieron, terminaron dañados o hundidos. Este incidente fue publicado en los medios locales y generó una revisión técnica de los estándares de diseño de la FPV en la isla [13].

El último de los ejemplos que vamos a ver es el de la planta de 150 MW de Anhui, China. Dicha planta experimentó una gran suma de desconexiones entre los módulos flotantes tras la elevada presión hidrodinámica generada a causa de un aumento del nivel del agua del embalse. Estas presiones generaron grandes destrozos en los puntos de amarre y,

aunque no hubo pérdidas humanas ni ambientales, las reparaciones fueron costosas y tuvieron que rediseñar el sistema de fondeo [14].

Estos casos muestran que la tecnología no ha madurado lo suficiente y que ha de seguir investigándose, tratando de buscar soluciones óptimas y seguras. De lo contrario, los colapsos que puedan ser producidos por situaciones excepcionales, generarán grandes pérdidas de todo tipo que pueden alejar a los inversores y a las instituciones.

2.4. Estudios previos relevantes sobre dinámica y fondeo

Durante los últimos años, han sido cada vez más empresas e institutos los que se han preocupado por avanzar en la materia. Los estudios más representativos se han centrado en los sistemas de fondeo, ya que la estabilidad de las plataformas depende en gran medida de ellos. Estos avances han tratado de dar respuesta al comportamiento estructural de la plataforma y a tratar de mantener la posición y la integridad de esta en las diferentes circunstancias a las que se pueden exponer.

El primero de los estudios que se exponen es el más reciente, llevado a cabo por Xu et al. (2025) [15], que se centró en analizar tres configuraciones diferentes de amarre en condiciones de variación del nivel del agua en OrcaFlex. El estudio definió que los sistemas de fondeo compuestos por partes elásticas (como los tensores Seaflex o Superflex) son los más eficientes para amortiguar las tensiones en las líneas de fondeo. El estudio establecía que, cuanto más extremas eran estas variaciones de nivel, más importancia recibían los sistemas híbridos para asegurar la estabilidad de la planta.

En el estudio de Tang et al. (2024) [16] exploraron la dinámica acoplada de plataformas FPV semisumergibles con distintas configuraciones geométricas. A través de simulaciones numéricas con herramientas como AQWA y OrcaFlex, concluyeron que los sistemas de amarre compuestos (que integran cables y tensores) permiten una mayor disipación de energía y mejoran la respuesta frente a cargas combinadas de viento y oleaje, reduciendo significativamente el movimiento relativo de las plataformas.

Un estudio muy interesante que ha salido a la luz este año 2025 [17] se centró en analizar las tensiones de las líneas en plantas FPV offshore en función de diferentes combinaciones de viento y oleaje. El resultado mostró la diferencia de las respuestas en función del tipo de amarre y la alineación de las líneas con las cargas externas;

evidenciando de este modo la necesidad de adaptar el diseño a las condiciones específicas de cada sitio.

Por último, en 2024 se lanzó una investigación que proponía una optimización del sistema de amarre. La idea es, partiendo de datos como la profundidad, oleaje o material utilizado, integrar algoritmos genéticos, simulaciones dinámicas y técnicas de interpolación para definir la mejor configuración posible. Este tipo de estudios abre la puerta a un panorama con plantas FPV de gran escala y más resilientes [18].

Por último, uno de los estudios más destacados y alineados con el trabajo fue el llevado a cabo por Lee et al. (2022) [19]. En él se realizaron una serie de combinaciones entre estudios experimentales y numéricos sobre una planta a escala reducida. El objetivo era analizar de forma conjunta el comportamiento dinámico de la plataforma y las cargas transmitidas al sistema de fondeo bajo un oleaje regular. El trabajo midió las variables que se estudiaron en este mismo como el sway, surge, yaw y tensiones en las líneas de fondeo. En él se concluyó que, para altura significativa de 0,15 m a escala modelo, el desplazamiento máximo en surge era de 0,12 m y el giro máximo 3,5°. Además, se observó que las tensiones pico de las líneas más solicitadas superaba en un 25% la tensión media.

La acumulación de trabajos en la última década refleja el aumento de interés por la comprensión y comportamiento dinámico de este sistema. Las empresas e institutos se están centrando en mejorar el comportamiento dinámico y optimizar las plantas desde un enfoque técnico, económico y ambiental. Estos avances están proliferando en una maduración de la tecnología que la hará cada día más interesante para la sociedad.

2.5. Gaps técnicos y problemas sin resolver

A medida que las instalaciones FPV se expanden a gran escala, se va definiendo como uno de los mayores cuellos de botella en esta tecnología el diseño, la validación y la monitorización del sistema de fondeo. Aunque esta tecnología ha demostrado su viabilidad técnica, los estudios y la investigación de hoy en día no son suficientes para definir con alta precisión el comportamiento dinámico y mecánico bajo condiciones reales.

Uno de los principales vacíos identificados es la falta de modelos integrales que representen la interacción entre las líneas de amarre, la plataforma y las condiciones ambientales. Esto se traduce en diseños conservadores o insuficientes que pueden comprometer la estabilidad y durabilidad de la instalación. A pesar de utilizar sistemas similares a los de la industria offshore, la configuración a gran escala de las nuevas plantas requiere metodologías y cálculos específicos.

Esto se traduce en un diseño conservador o, en algunos casos, insuficiente, que puede comprometer la estabilidad y durabilidad de la instalación. A pesar del uso de sistemas de anclaje similares a los empleados en la industria offshore, la escala, geometría y configuración modular de los sistemas FPV introduce nuevas variables que requieren metodologías de cálculo específicas [19].

Otro de los aspectos que necesitan estudiarse con más profundidad son los eventos extremos o de carga variable (tormentas, crecidas, vientos, etc.). En estos escenarios, se han producido casos reales, como los anteriormente vistos, en los que se producían fallos parciales o totales a causa de un mal dimensionamiento o mala elección del sistema de anclaje, reflejando así la ausencia de criterios unificados y de estándares internacionales.

Además, la mayoría de los estudios se han llevado a cabo en entornos controlados o genéricos, con muy pocos datos empíricos. Esto limita el avance en la validación de herramientas de modelado, sobre todo en las que se utilizan en entornos offshore. La falta de plataformas con gemelos digitales que proporcionen datos reales obstaculiza la retroalimentación de los modelos numéricos generados hasta la fecha impidiendo, de este modo, un avance más rápido en el conocimiento del campo.

Otro problema que se encuentra sin estudios específicos es el desconocimiento de desgaste por fatiga en las líneas de amarre o la variabilidad de las respuestas ante diferentes oscilaciones. A medida que se aumentan las plataformas y se generan más puntos de conexión, también se generan efectos de acoplamiento que todavía no se han estudiado en profundidad pero que se conoce que son relevantes [20].

Este panorama saca a la luz una necesidad urgente de metodologías avanzadas que permitan simular con más precisión los comportamientos. Sin embargo, hoy en día existen algunas herramientas que son interesantes. Una de las más avanzadas en dicho campo es FEBOS (Floating Energy BOSea System), un software desarrollado por el IH (Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria) que es capaz de aproximar los

desplazamientos que sufren las plataformas y los esfuerzos que reciben sus líneas de amarre bajo condiciones ambientales específicas. Esta será la herramienta que se utilice en este trabajo para estudiar el caso concreto de la presa Urrá I (Colombia), buscando así contribuir a la reducción en la incertidumbre del diseño de los sistemas de amarre, aportando datos útiles para cerrar parte de los gaps mencionados.

3. OBJETIVOS Y ALCANCE

3.1. Objetivo general y objetivos específicos del estudio

Objetivo general

Analizar el comportamiento dinámico y mecánico de una plataforma flotante fotovoltaica real. Dinámicamente se estudiarán los desplazamientos y giros de la plataforma sobre el plano de superficie. Por otra parte, en términos mecánicos, se analizarán las tensiones soportadas por las líneas de amarre y anclaje. Ambos estudios se cuantificarán utilizando la herramienta FEBOS, modificando parámetros y tratando de analizar datos que aporten información con valor.

Objetivos específicos

1. Caracterizar el entorno de la plataforma. Incluyendo emplazamiento, condiciones meteorológicas extremas, batimetría y oleaje máximo.
2. Definir la configuración de la geometría de la plataforma y del sistema de fondeo.
3. Implementar el modelo en el software FEBOS de IH introduciendo todos los datos reales de viento, oleaje y nivel de agua para simular todos los escenarios posibles.
4. Evaluar el comportamiento dinámico y mecánico de la plataforma en los diferentes casos. Esta evaluación se centrará en un estudio probabilístico en torno a 100 simulaciones para cada uno de los casos.
5. Comparar distintas configuraciones en términos numéricos de puntos de anclaje y evaluar su influencia en la estabilidad del sistema.
6. Proponer, si es posible, recomendaciones técnicas basadas en los resultados obtenidos. Intentando llegar al objetivo de contribuir al diseño más eficiente y seguro de los sistemas de fondeo en futuras instalaciones en embalses.

3.2. Alcance del trabajo y limitaciones

El alcance del trabajo incluye el estudio del comportamiento mecánico y dinámico de la planta FPV situada en el embalse de Urrá I, Colombia. Pretende analizar los desplazamientos y giros de la plataforma y las tensiones generadas en las líneas de amarre bajo diferentes cargas ambientales y se realizará empleando el software FEBOS, desarrollado por IH, para el modelado y las simulaciones. Dentro del estudio, también se abordará la incertidumbre en la ubicación real de los

puntos de anclaje. Esto se debe a que, en la práctica, es difícil posicionar milimétricamente el punto de anclaje en el punto inicialmente diseñado ya que la realidad es que los bloques de hormigo suelen soltarse desde los barcos hasta el fondo del lecho. Dentro del análisis se analizará si estas desviaciones afectan o no al comportamiento del sistema.

Limitaciones:

- El estudio se centra únicamente en la parte técnica (dinámica y mecánica), sin considerar temas eléctricos, económicos o ambientales.
- Se considera un único caso de estudio en cuanto a la planta y las posiciones de los anclajes, no siendo esta forma extrapolable automáticamente a otras plantas.
- Los resultados no se validarán mediante ensayos físicos o mediciones in situ debido a la dificultad que agrega.
- La incertidumbre en el posicionamiento se introduce mediante una aproximación probabilística, lo que introduce un margen de error.
- El análisis no contemplará eventos catastróficos o fallos múltiples, únicamente condiciones ambientales extremas.

4. METODOLOGÍA

4.1. Enfoque metodológico y fases del estudio

El trabajo de investigación se centrará en un enfoque metodológico cuantitativo y aplicado, basándose en simulaciones numéricas de la planta de estudio. La investigación se ha estructurado siguiendo las siguientes fases.

- **Fase 1** – Revisión documental y estado del arte: recopilación y análisis de estudios previos sobre plataformas FPV, tipologías de fondeo, y proyectos donde han surgido problemas en el sistema de fondeo. Esta fase permite identificar los principales vacíos técnicos que motivan el estudio.
- **Fase 2** – Caracterización del entorno del caso de estudio: recopilación de datos del embalse Urrá I (Colombia), tales como velocidad del viento, oleaje y variación del nivel del agua, a partir de fuentes secundarias, registros históricos y softwares de aproximación.
- **Fase 3** – Diseño conceptual del sistema FPV: solicitud de datos a ISIGENERE del sistema que se ha implantado, incluyendo dimensiones, tipo de flotadores, sistema de fondeo y ubicación de los puntos de anclaje.
- **Fase 4** – Modelado y simulación numérica: implementación del modelo completo en el software FEBOS. La base de datos con la que se nutre el sistema comprende las dimensiones generales de la planta y datos ambientales y del embalse mencionados en la fase 2.
- **Fase 5** – Análisis de escenarios: se simulan las condiciones ambientales y se obtienen los datos dinámicos y mecánicos de la respuesta de la plataforma. También se simulan distintas posiciones radiales de los anclajes, evaluando así el efecto de la incertidumbre en la localización real de estos.
- **Fase 6** – Conclusiones y recomendaciones técnicas: a partir de los resultados obtenidos, se extraen conclusiones sobre el comportamiento dinámico y mecánico del sistema. En función de estos resultados, se pretende proponer recomendaciones para ayudar a entender mejor el funcionamiento de diseño de fondeos futuros.

4.2. Herramientas y software empleados

Para llevar a cabo el estudio ha sido necesario apoyarse en varias herramientas que permitiesen obtener datos reales del emplazamiento, modelar la planta, obtener resultados y visualizar estos resultados. A continuación, se desglosarán las distintas herramientas que han sido utilizadas a lo largo de todo el estudio.

4.2.1. Herramientas para la obtención de datos del emplazamiento

Se han utilizado varias herramientas para caracterizar de forma precisa el entorno físico e hidrometeorológico del embalse Urrá I (Colombia). Dentro de los datos que aporten estas herramientas, se escogerán los valores más extremos para realizar las simulaciones.

- **Estaciones meteorológicas locales:**

Se han identificado y consultado los datos históricos de estaciones cercanas al embalse con el fin de conocer la realidad del emplazamiento.

- **ERA5:**

Es una base de datos, elaborada por el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo, ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), que posee información del clima, como el viento, la lluvia o la temperatura, en distintas partes del mundo. Su uso ha permitido definir las características del viento en la zona del embalse Urrá I, ya que facilita datos de valor, incluso si no hay estaciones cercanas que los midan directamente, puesto que es capaz de extrapolar puntos conocidos a puntos que se desea conocer.

- **IHPropaga:**

Herramienta del IH con la que se ha realizado el análisis de oleaje en el embalse. Esta herramienta utiliza técnicas POT (Peaks Over Threshold) y permite ajustar mediante interpolaciones estadísticas a GEV (Generalized Extreme Value Distribution) y Pareto–Poisson. Gracias a esto, se ha podido definir la altura de ola máxima y su periodo de retorno en el punto donde se ubicará la plataforma FPV.

- **IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia):** Fuente oficial de datos climáticos en Colombia. En este trabajo, se ha utilizado principalmente para conocer de forma más fidedigna los valores extremos del viento según la zona donde se encuentra del embalse Urrá I.

4.2.2. Herramientas para modelado y simulación

Para reproducir el comportamiento del sistema FPV bajo distintas condiciones ambientales, se ha empleado la siguiente herramienta:

- **FEBOS (Floating Energy Bouancy Simulator):**

Es un software desarrollado por el IH que simula el comportamiento de plataformas flotantes. En el estudio se ha utilizado para modelar tanto la planta fotovoltaica como su sistema de fondeo. Para llevar a cabo estas simulaciones, hay que introducir las condiciones del entorno que se investigaron con las herramientas del apartado anterior. Además, una de las funciones que incorpora es la de introducir incertidumbre en la colocación de los anclajes, ya que permite simular su caída real mediante una distribución gaussiana alrededor del punto previsto.

Aunque existen herramientas comerciales consolidadas como OrcaFlex o AQWA, FEBOS presenta ciertas ventajas en el contexto específico de este estudio. Su diseño enfocado a energías renovables marinas, la posibilidad de incluir incertidumbre de forma directa y su validación previa en proyectos reales del IHCantabria lo convierten en una alternativa especialmente adecuada. Además, frente a las soluciones comerciales, ofrece mayor flexibilidad para adaptar el modelo a los requerimientos técnicos particulares de la plataforma FPV analizada. Una comparativa general entre las tres herramientas puede consultarse en la Tabla 4-1, donde se recogen los aspectos clave considerados para la elección de FEBOS en este trabajo.

Tabla 4-1. Comparativa entre softwares de simulación

Característica	FEBOS	OrcaFlex	AQWA
Desarrollador	IHCantabria	Orcina Ltd.	ANSYS
Aplicación principal	Energías renovables marinas	Ingeniería offshore general	Ingeniería offshore general
Capacidad de simular fondeos	Sí	Sí	Sí
Incorporación de incertidumbre	Sí (distribución gaussiana)	Requiere configuración extra	No explícita
Validación con datos reales	Sí (proyectos IHCantabria)	Sí (industrial)	Sí (industrial)
Acceso / Licencia	Interno / investigación	Comercial (costosa)	Comercial (costosa)
Adaptabilidad a modelos personalizados	Alta	Media	Baja

4.2.3. Herramientas para análisis de resultados

Estas herramientas han facilitado la interpretación detallada de los resultados numéricos obtenidos tras las simulaciones, pues el programa FEBOS entrega los datos en manera de grandes ficheros, siendo así muy difícil interpretar los datos directamente.

- **Python:** Lenguaje empleado para procesar automáticamente los ficheros de resultados generados por FEBOS. A través de diferentes scripts personalizados se estudiarán, de manera estadística, los datos dinámicos de la plataforma.

4.3. Diseño del caso de estudio

Para este trabajo se ha escogido como caso de estudio el embalse Urrá I, en Colombia, principalmente porque se trata de un entorno real del que se poseen numerosos datos proporcionados por ISIGENERE, empresa que desarrollara el proyecto real, facilitando el punto de partida y desarrollo inicial. Además, las condiciones del embalse son similares a las que se pueden encontrar en otras zonas donde podría instalarse una planta solar flotante: el nivel del agua no varía de forma considerable y la plataforma estará en una zona recogida de viento, lo que hace que apenas se generen olas con picos muy elevados.

En el modelo se ha planteado una plataforma rectangular y modular, idéntica a la instalada, con amarres conectados a bloques de hormigón que hacen de anclaje. Aunque sobre el papel los anclajes tienen ubicaciones concretas, en la práctica es muy complicado que se posicionen en el punto preciso deseado, ya que se sueltan desde embarcaciones y siempre considera algún margen de error. Para tener esto en cuenta, se ha utilizado una función del software FEBOS que reparte los anclajes aleatoriamente alrededor del punto teórico, siguiendo una distribución gaussiana.

El objetivo principal del estudio es analizar la parte mecánica, tensiones que se generan en las líneas de amarre, y la parte dinámica, movimiento que experimenta la plataforma con el paso del tiempo. Para esta segunda parte, se va a observar cómo varía su comportamiento en *surge* (movimiento hacia delante y hacia atrás), eje Y del plano XY, siendo este el que contiene la superficie de la plataforma, *sway* (movimiento lateral), eje X, y *yaw* (giro sobre su eje vertical), eje Z, para las variables de estudio (Figura 4-1).

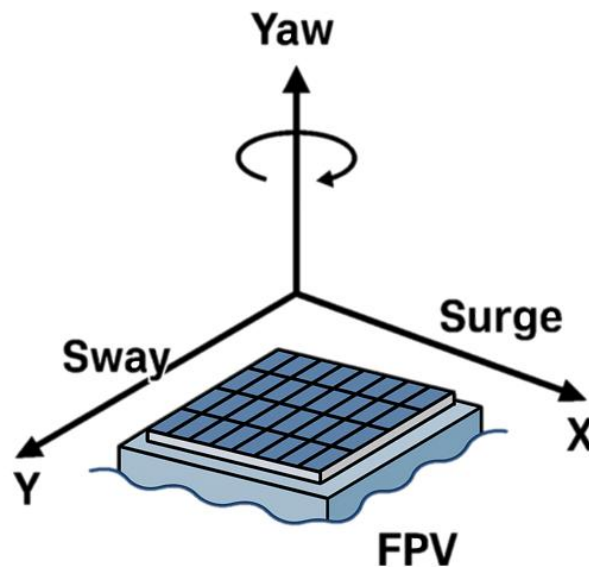


Figura 4-1. Grados de libertad que se estudiarán [Elaboración propia]

Para el caso de estudio concreto la orientación de los ejes será la indicada en la figura 4-2. Ha de tenerse en cuenta que, desde ahora y en el desarrollo del trabajo, esta imagen únicamente define la dirección de los ejes y no el sentido. El sentido del desplazamiento de la plataforma vendrá dado por la proyección de los vectores de las fuerzas aplicadas sobre los ejes que generan estas direcciones.

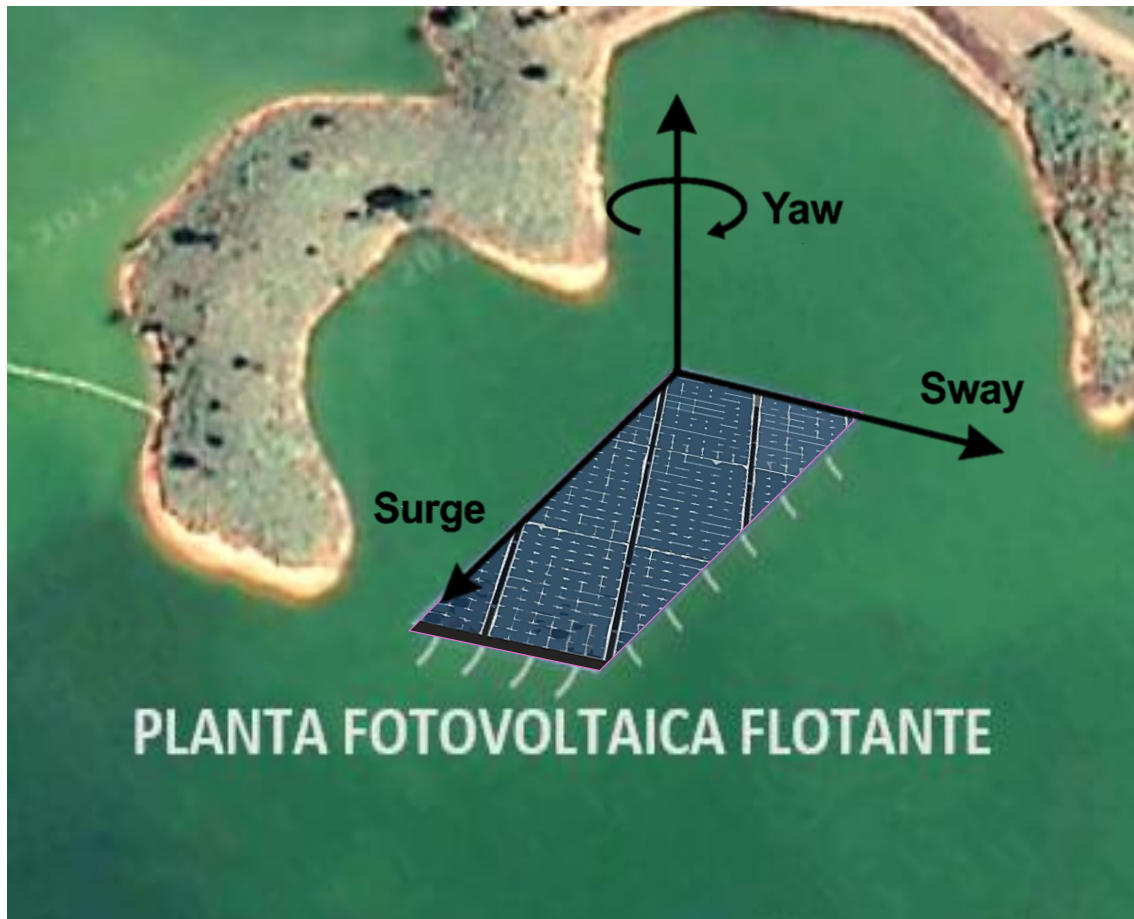


Figura 4-2. Orientación de los ejes para el caso de estudio [Elaboración propia]

4.4. Variables consideradas en la simulación

Para poder hacer simulaciones que se asemejen lo máximo posible a la realidad, se ha trabajado con una suma de variables que representan tanto el entorno del embalse Urrá I como el propio sistema FPV.

4.4.1. Variables del entorno

Por una parte, se encuentran los datos del emplazamiento, que se han obtenido de fuentes fiables como ERA5, el IDEAM y estaciones meteorológicas cercanas. Estas variables son claves porque afectan directamente al comportamiento de la plataforma y son parte de los parámetros de entrada que necesita el software FEBOS. Las principales variables en este aspecto han sido:

- **Viento** (velocidad y dirección): se ha buscado los datos horarios y con la mayor definición posible para encontrar los registros históricos más altos de valores extremos. El valor de esta variable es altamente representativo ya que genera una

fuerza propia y, además, es el encargado de proporcionar la energía en la superficie acuática que produce el oleaje. Esto se debe a que el emplazamiento es una masa de agua cerradas (balsas, presas, estanques, etc.), que no tienen el fenómeno denominado “mar de fondo” que provoca grandes oleajes como ocurre en los mares u océanos.

- **Oleaje** (altura significativa, periodo pico y dirección predominante): aunque el embalse no genera oleajes grandes, esta variable oscilatoria genera tensiones añadidas y pueden considerarse representativas para líneas de amarre cortas donde la proporcionalidad del desplazamiento sea grande en comparación a la longitud del amarre.
- **Nivel del agua:** la variación del nivel de agua provoca elongaciones permanentes en las partes flexibles de las líneas de amarre, reduciendo la capacidad de amortiguamiento de esta. Además, modifica la geometría entre las líneas de amarre, la plataforma y el anclaje, generando así diferentes tensiones en los apoyos.
- **Períodos de retorno:** se estudiaron condiciones de diseño con distintos retornos para determinar las condiciones extremas a las que se puede enfrentar la planta.

4.4.2. Variables del propio sistema FPV:

- **Diseño y geometría de la plataforma:** modular y rectangular, tal y como ha sido diseñado en el proyecto real.
- **Tipo de fondeo:** se escogerán bloques de hormigón que permitan soportar tensiones mayores a las que soportan las líneas de amarre. Además, se seguirá el proyecto original utilizando líneas híbridas, que mezclan una parte rígida con una parte flexible (Seaflex) para amortiguar mejor las variaciones de tensiones y hacer más elástico el sistema.
- **Longitudes y ángulos de las líneas de amarre:** cada línea se caracterizará de manera independiente, modificando la longitud y el ángulo entre el punto de anclaje y el punto de amarre a la plataforma.
- **Ubicación real de los anclajes:** los puntos concretos del diseño serán aportados, al igual que todo el modelo, por ISIGENERE. A partir de estos datos se estudiarán diferentes radios de incertidumbre.

4.5. Estrategia de análisis e incertidumbre

Para estudiar cómo se comporta la plataforma flotante y su sistema de fondeo, se ha planteado una estrategia que tenga en cuenta tanto las condiciones reales del entorno como ciertas incertidumbres que pueden aparecer durante la instalación. Una de las más importantes es que los anclajes, como hemos comentado previamente, aunque se diseñan para caer en un punto exacto, generalmente no terminan colocados exactamente en ese punto. Esto se debe a que el lanzamiento se hace desde barcos con tecnología de posicionamiento DGPS (Differential Global Positioning System), generando una incertidumbre de entre 0.5 y 1 metro [21]

De cara al análisis, se basará en la normativa que rige la zona buscando las condiciones ambientales más extremas, pero, además, se investigará otras fuentes, como histogramas de las estaciones cercanas o el modelo estadístico de la NASA POWER, que puedan proporcionar datos de magnitudes mayores para tratar de estudiar el funcionamiento en situaciones límite que puedan aparecer.

Para la simulación, el IH cuenta con uno de los softwares más avanzados en la materia, la herramienta FEBOS. Este software permite reproducir la incertidumbre en la posición de los puntos de anclaje en una distribución gaussiana dentro del radio que se crea oportuno para estudiar, ayudando así a reproducir de una manera más real el posicionamiento de estos puntos una vez se instale la plataforma y esté operativa. Estas simulaciones se llevarán a cabo con varios radios para detectar si alguno de ellos afecta o no, y de qué manera lo hace, al comportamiento dinámico y mecánico.

Para visualizar los resultados, la herramienta FEBOS genera ficheros que requieren de herramientas complementarias para su interpretación. Por ello, para la parte mecánica, se utilizará Python con el fin de obtener una imagen en tres dimensiones de las líneas de amarre; en esta imagen se definirán a través de un abanico de colores y una leyenda las diferentes tensiones a las que se somete cada línea de amarre. Así mismo, se utilizará Python con el fin de generar un código de programación propio que interprete los ficheros que devuelve FEBOS y llevar a cabo el análisis dinámico. Al ser una función probabilística gaussiana, también se estudiarán estos resultados de manera estadística, generando diferentes diagramas de cajas para conocer el desplazamiento medio sobre la plataforma, sobre el plano de apoyo en la superficie acuática (surge y sway) y el giro sobre el eje perpendicular a dicho plano (yaw).

Con este enfoque se busca no solo comprobar si el diseño funciona de forma correcta en condiciones ideales, sino también entender cómo responde ante posibles imprecisiones que pueden darse en campo, algo que resulta clave para poder realizar diseños más seguros y ajustados a la realidad.

5. MODELADO DE LA PLANTA FLOTANTE

5.1. Emplazamiento y condiciones del entorno

Para este trabajo se ha escogido concretamente como caso de estudio el proyecto AQUASOL que lleva a cabo ISIGENERE en el embalse Urrá I, ubicado en Tierralta, Córdoba, Colombia (figura 5-1). Esta presa tiene una capacidad de almacenamiento de 3.600 millones de metros cúbicos en una extensión de 7.700 hectáreas, y abastece a la central hidroeléctrica Urrá, con una capacidad de generación de 320 MW.



Figura 5-1 Ubicación de la planta de estudio [ISIGENERE]

El estudio se centrará en una planta fotovoltaica desplegada en una superficie cercana a la central, abarcando una hectárea. La superficie de implantación que se ha escogido permite el resguardo del viento y del oleaje de la plataforma. Además, facilita la

instalación y el acceso a los puntos de anclaje debido a que se encuentra en una zona de baja profundidad (figura 5-2).



Figura 5-2. Simulación de la ubicación final de la planta Urrá I [Elaboración propia]

El entorno se considera idóneo para el trabajo debido a sus características. En primer lugar, es un embalse que contiene una planta hidroeléctrica por lo que apoyaría a la producción energética lineal de la central. Además, parte de las instalaciones eléctricas, como el dentro de transformación o las líneas de distribución, podrían ser compartidas entre ambas plantas. Por otra parte, esta presa presenta una geometría y batimetría que permite instalar la plataforma sin requerir de técnicas específicas. Las condiciones del entorno vendrán caracterizadas por el viento, el oleaje y la variación del nivel del agua: la zona es considerada tropical por lo que el viento no suele ser fuerte, por ende, el oleaje tampoco y las corrientes no representan intensidad. Este clima tropical se caracteriza por temperaturas cálidas durante todo el año, la precipitación es relativamente alta, con una estación lluviosa que suele extenderse de mayo a noviembre. Durante esta temporada, se pueden experimentar lluvias intensas y torrenciales. Para cuantificar estas condiciones climatológicas se ha utilizado la base de datos ERA5, que permite obtener series horarias de viento con buena resolución. También se han tenido en cuenta registros de estaciones meteorológicas cercanas al embalse, así como los datos disponibles a través del IDEAM.

Para definir el oleaje, se ha empleado la herramienta IHPropaga, que ayuda a obtener escenarios extremos de oleaje utilizando técnicas estadísticas como POT y ajustes con distribuciones tipo GEV y Pareto–Poisson. Y respecto a la variación del nivel de agua, ISIGENERE ha proporcionado los datos con los que han trabajado, siendo estos un nivel máximo, nivel medio y nivel mínimo. Esto ha permitido definir de forma precisa las condiciones de contorno que se aplicarán luego en la simulación del sistema flotante. Con toda esta información se estudiarán los diferentes escenarios realistas que permitan estudiar cómo responde el sistema de fondeo y la plataforma cuando reciben fuerzas externas reales.

5.2. Elementos de flotación, amarre y anclaje escogidos

El diseño técnico de la planta flotante se ha desarrollado a partir de una configuración modular rectangular, replicando exactamente el modelo proyectado en el embalse de estudio. En el proyecto se instalarán 2.884 paneles fotovoltaicos y un total de 26 líneas de fondeo. Los paneles fotovoltaicos se sostendrán sobre el sistema de flotadores de ISIFLOATING, patentado por ISIGENERE. La estructura estará sectorizada, de tal modo que se permita el paso entre dichos sectores. Esta planta proporcionará un apoyo eléctrico de 1,5 MW, con el propósito de contribuir a la linealización de la generación enviada a la red eléctrica o para llevar a cabo las tareas de bombeo aguas arriba.

5.2.1. Sistema de flotación

Cada sector estará compuesto por módulos fotovoltaicos y los módulos están compuestos por flotadores fabricados en polietileno de alta densidad (HDPE). Este material ofrece buena resistencia a la radiación solar, al envejecimiento y a la corrosión. Además, tiene una densidad adecuada para garantizar la flotabilidad del sistema. Los paneles solares se instalan sobre estructuras ligeras de aluminio o acero galvanizado, elevadas ligeramente por encima del nivel del agua para evitar contacto directo y favorecer la refrigeración natural.

Como se ha comentado previamente, se utilizará el sistema ISOFLOATING (figura 5-3), patentado por ISIGENERE. Este sistema consta de dos tipos de flotadores; el flotador primario, se encarga de sostener los módulos fotovoltaicos, siendo necesarios dos flotadores por cada módulo, y por otra parte, el flotador secundario que se encarga de permitir el paso para realizar las tareas de O&M.

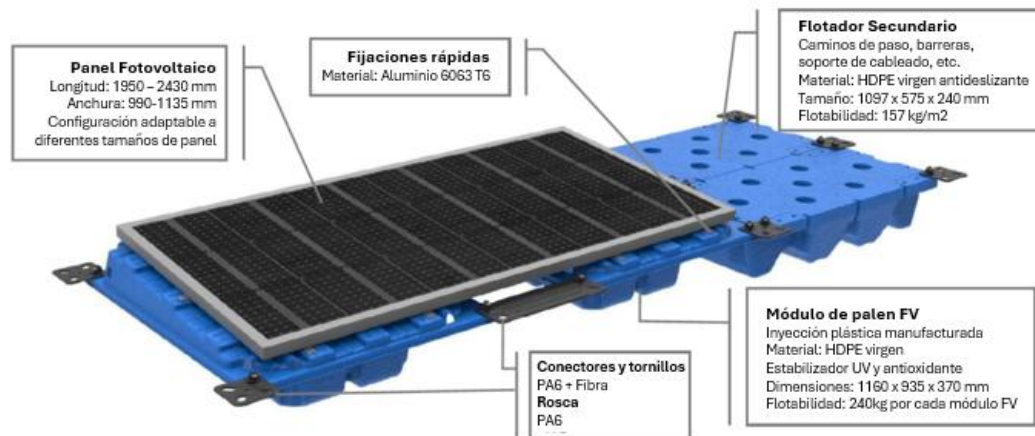


Figura 5-3. Sistema ISIFLOATING [ISIGENERE]

5.2.2. Sistema de amarre

El sistema de fondeo ha sido planteado de forma que garantice la estabilidad de la plataforma frente a las fuerzas externas, tratando de minimizar los desplazamientos y giros indeseados.

Cada línea de amarre está compuesta por tres elementos diferentes. Por una parte, se concatenarán el cable -denominado cuerda- y el Seaflex, que son cables sintéticos flexibles de alta resistencia (figura 5-4), que conectan la plataforma con los puntos de anclaje fijos. Y, por seguridad en caso de que la parte elástica llegue a su tensión máxima antes de ruptura, actuará un bypass en paralelo. Estos elementos flexibles serán los encargados de amortiguar las cargas generadas por rachas de viento u oleaje, así como de hacer el sistema más tenaz. Para una mejora en el comportamiento, se han diseñado con una longitud suficiente para absorber tensiones en escenarios de nivel alto y bajo del agua, pero sin llegar a permitir desplazamientos excesivos. En todos los casos, se ha verificado que las líneas de amarre no trabajen fuera de su rango operativo, ni sufran tensiones que superen los límites admisibles del material.

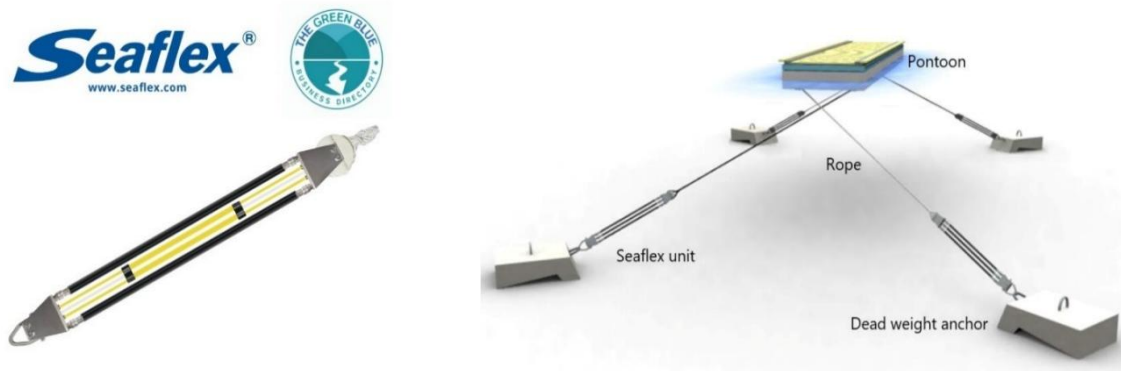


Figura 5-4. Sistema de amarre Seaflex

5.2.3. Sistema de anclaje

El sistema de anclaje será el encargado recibir las fuerzas que genera el movimiento de la plataforma a través del sistema de amarre. A su vez, el sistema de anclaje trasladará estas fuerzas al sistema de referencia fijo, en este caso la superficie terrestre donde se apoya cada punto.

Normalmente, se escogen bloques de hormigón como anclajes para estos tipos de sistema. Esto se debe a que requiere un proceso simple y económico. Los bloques se fabricarán en tierra con un molde y una materia prima – el hormigón – barato. Posteriormente se necesitará un barco para dejarlos caer en la posición de diseño o un camión pluma en caso de que la posición no está sumergida.

En el caso de estudio, debido a las tensiones simuladas, se ha decidido utilizar dos tipos diferentes de bloques (figura 5-5). Ambos partirán del mismo molde, pero al tipo 2 se le añadirá una losa en la cara superior que aportará más masa y con ello más lastre, siendo capaz de soportar más tensión sin permitir el desplazamiento de dicho punto de anclaje. El diseño de ambos tipos de bloques se detalla en profundidad en los planos que se encuentran en el Anejo B, hojas 2 y 3 del plano 2.3. Además, en dichos planos se puede observar qué tipo de bloque se utilizará para cada línea de amarre, siendo 21 las que utilicen el tipo 1 y 5 las que utilizan el tipo 2.

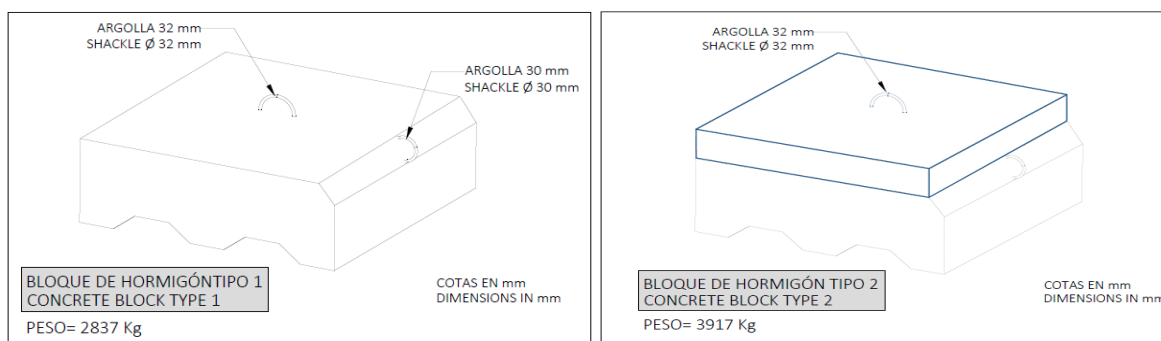


Figura 5-5. Tipos de bloques de hormigón utilizados en el amarre [ISIGENERE]

5.3. Dimensionamiento y distribución de la plataforma

La plataforma se extenderá sobre una superficie aproximada de una hectárea en forma rectangular, teniendo una longitud de 142 metros y una anchura de 66 metros. Los 2.884 paneles fotovoltaicos se dividirán en 8 núcleos con un inversor de 150 kW por cada núcleo generador. La disposición de las áreas se repartirá según el plano “PLANTA GENERAL” del Anejo A.

La plataforma se mantendrá en su posición gracias a la instalación de 26 líneas de amarre. Todas ellas se anclarán mediante el mismo método; los bloques de hormigón comentados en el punto anterior. Únicamente 5 de dichas líneas se lastrarán con bloques de tipo 2, siendo un total de 21 las que utilicen el tipo 1. Además, la tabla 5-1 recoge las coordenadas de los puntos de anclaje y de amarre de cada línea de fondeo.

Tabla 5-1. Coordenadas de diseño UTM de posicionamiento de amarres y anclajes

ANCLAJE	X ANCLAJE	Y ANCLAJE	Z ANCLAJE (m)	X AMARRE	Y AMARRE	Z AMARRE (m)
A01	1.095.993,24	1.377.266,09	92,83	1.096.141,2	1.377.266,73	108
A02	1.095.968,23	1.377.278,19	100,83	1.096.141,2	1.377.277,89	108
A03	1.095.947,13	1.377.292,25	91,88	1.096.141,2	1.377.292,59	108
A04	1.096.006,05	1.377.303,33	107,83	1.096.141,2	1.377.309,03	108
A05	1.096.012,47	1.377.320,57	108,80	1.096.141,2	1.377.320,78	108
A06	1.096.145,64	1.377.456,28	120,83	1.096.147,12	1.377.326,65	108
A07	1.096.168,77	1.377.480,44	120,53	1.096.166,08	1.377.326,65	108
A08	1.096.184,10	1.377.484,81	121,14	1.096.185,02	1.377.326,65	108
A09	1.096.204,90	1.377.483,79	120,83	1.096.203,98	1.377.326,65	108
A10	1.096.219,36	1.377.472,91	118,80	1.096.220,55	1.377.326,65	108
A11	1.096.241,78	1.377.446,11	121,83	1.096.239,51	1.377.326,65	108
A12	1.096.254,58	1.377.432,37	120,53	1.096.258,45	1.377.326,65	108
A13	1.096.273,84	1.377.430,50	120,22	1.096.277,41	1.377.326,65	108
A14	1.096.352,59	1.377.309,58	116,83	1.096.283,32	1.377.320,78	108
A15	1.096.351,53	1.377.301,54	117,78	1.096.283,32	1.377.309,03	108
A16	1.096.351,82	1.377.291,85	116,87	1.096.283,32	1.377.292,58	108
A17	1.096.349,55	1.377.277,18	118,09	1.096.283,32	1.377.277,3	108
A18	1.096.352,68	1.377.265,82	116,83	1.096.283,32	1.377.266,73	108
A19	1.096.269,65	1.377.183,89	111,69	1.096.277,41	1.377.260,85	108
A20	1.096.253,83	1.377.167,27	106,51	1.096.258,45	1.377.260,85	108
A21	1.096.238,66	1.377.202,96	106,86	1.096.239,23	1.377.260,85	108
A22	1.096.218,08	1.377.108,68	108,83	1.096.220,55	1.377.260,85	108
A23	1.096.203,65	1.377.068,91	115,95	1.096.203,98	1.377.260,85	108
A24	1.096.186,03	1.377.098,43	115,34	1.096.185,02	1.377.260,85	108
A25	1.096.167,23	1.377.134,87	116,26	1.096.166,08	1.377.260,85	108
A26	1.096.153,37	1.377.161,85	115,95	1.096.147,12	1.377.260,85	108

5.4. Hipótesis y simplificaciones

Calcular a la perfección los parámetros de las plantas FPV es una tarea sumamente complicada. Estas plantas están formadas por una gran cantidad de elementos complejos e interacciones entre ellos que impide una simulación exacta. Para simplificar este cálculo, el modelo numérico se basará en el marco del proyecto FreShER. Este modelo permite cálculos que no difieren prácticamente de la realidad, pero con ecuaciones mucho más sencillas en términos computacionales, siempre manteniéndose del lado conservador. FreShER define la plataforma como un conjunto de 5 matrices conectadas donde el rendimiento dinámico puede clasificarse en 3 niveles: (1) Dinámica Individual, (2) Dinámica de conjunto y (3) Dinámica global. Llevado al campo de estudio, el esquema que se define en la figura 5-6. sería la adaptación del modelo a las plantas FPV.

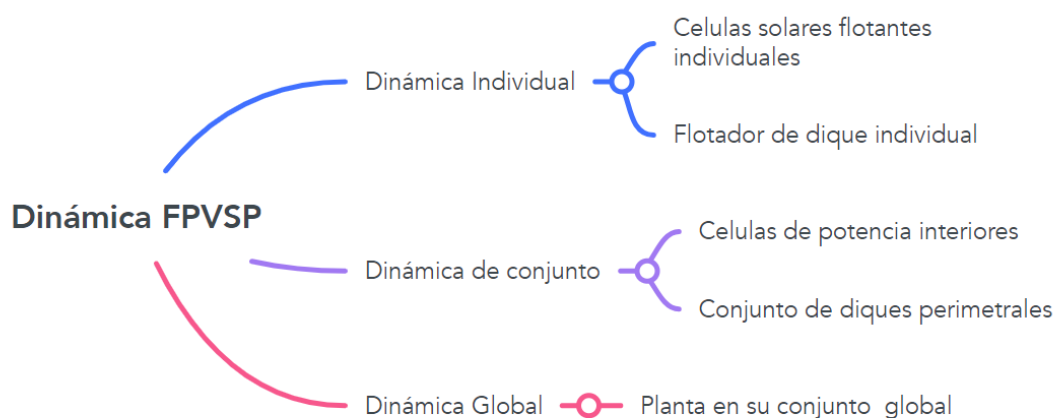


Figura 5-6. Diagrama de la dinámica de trabajo en la simulación [Elaboración propia]

Para llevar a cabo la simulación, la plataforma puede adquirir dos puntos de vista holísticos. El primero define un modelo cuasi-dinámico enfocado en el rendimiento global, mientras que la segunda variante propone un modelo hidroelástico centrado tanto a nivel de conjunto como individual. Debido a que el estudio se concentra en la respuesta cinemática de la planta y la respuesta mecánica de las líneas de amarre, se ha escogido el modelo cuasi-dinámico.

Dicho modelo, al tener en cuenta todas las interacciones entre elementos, requiere grandes capacidades de cómputo, además de demandar un extenso procesamiento computacional.

Para paliar este problema, se ha decidido establecer ciertas hipótesis para mitigar la carga computacional, manteniendo siempre el cálculo en el enfoque conservador.

- **Hipótesis 1:** La plataforma se comporta como un cuerpo rígido.

Se considera que la plataforma no presenta deformaciones estructurales internas y que se comporta como un cuerpo totalmente rígido. Así se reducirán significativamente el número de grados de libertad en la simulación, simplificando los cálculos y agilizando el proceso. Esta aproximación es conservadora, ya que al eliminar movimientos de tipo cabeceo (pitch), balanceo (roll) y translación vertical (heave), se obtienen tensiones superiores a las reales en las líneas de amarre.

En plantas de gran tamaño, las unidades centrales presentan escasa contribución en las cargas de fondeo, concentrándose la respuesta en los flotadores periféricos. Por ello, tratar la plataforma como un bloque único aporta simplicidad sin comprometer el análisis de cargas [22].

- **Hipótesis 2:** El sistema estructural distribuye tensiones de forma homogénea.

La flexibilidad natural de los módulos flotantes y conexiones actúa como un sistema de redistribución y amortiguación de cargas. Esta acción consigue amortiguar y equilibrar los esfuerzos máximos que reciben las líneas sin concentrar las tensiones máximas en puntos concretos. Por ello, si se considera que la distribución es homogénea, se conseguirá simplificar los cálculos y mantener la estructura con una tensión sin amortiguar, permaneciendo así en la zona más conservadora.

- **Hipótesis 3:** Las líneas de amarre se modelan como elementos rígidos.

Si bien en la realidad los elementos Seaflex presentan una cierta capacidad de elongación y con una gran representación en el modelo de estudio, el resto de las componentes que conforman las líneas de amarre (grilletes, cadenas, conexiones intermedias) se modelan como elementos rígidos, es decir, como inextensibles.

Esta decisión se basa en que, a diferencia del SeaFlex, el resto de las componentes no están diseñados para la labor de absorber carga, por lo tanto, se eliminan multitud de cálculos que resultarían de la elongación de cada componente de cada línea que precisa de gran espacio en el cálculo computacional pero no aporta valor al sistema. Una vez más, al eliminar el efecto amortiguador, el modelo permanece del lado más conservador.

- **Hipótesis 4:** Se prescinde del acoplamiento fluido-estructura.

No se contempla el modelo CFD-FSI (Computational Fluid Dynamics - Fluid-Structure Interaction) debido a que la velocidad relativa entre el fluido y la plataforma es mínima y no se esperan interacciones complejas. Esta hipótesis reduce drásticamente el tiempo

computacional ya que elimina la integración en el mismo de multitud de variables y cálculos independientes que demorarían en tiempo y aportarían valor mínimo. Esta decisión es coherente con la literatura técnica [23] y permite mantener el enfoque conservador sin comprometer la fiabilidad del análisis.

- **Hipótesis 5:** Condiciones ambientales estacionarias y homogéneas.

Se considerarán condiciones constantes de viento y de oleaje durante la simulación. No se modelarán fenómenos extremos puntuales como ráfagas o tormentas súbitas, sino que se determinará un tiempo de incidencia suficiente en el modelo como para que puedan considerarse fuerzas homogéneas.

En conclusión, se pretende establecer un modelo robusto y sencillo que proporcione resultados que no se alejen de la realidad. Como el caso concreto incluye multitud de variables y cálculos que impedirían una simulación eficiente, se han propuesto 5 hipótesis que reducirán en gran medida dicho problema y que mantendrán el cómputo global de la simulación en el lado conservador.

5.5. Modelo matemático

La simulación de este tipo de plataformas es sumamente compleja debido a todas las variables que aparecen en juego, impidiendo el uso de software de uso general. Por ello, el IH ha desarrollado un software específico, FEBOS. Este programa se ha simplificado basándose en las hipótesis previas para lograr resultados que se acercan en gran medida a la realidad, siempre manteniéndose desde el punto de vista conservador.

FEBOS combina el cálculo entre una plataforma rígida con el comportamiento no lineal de las líneas de fondeo. Este comportamiento no lineal viene dado por la composición de dichas líneas de fondeo, albergando en ellas elementos no lineales como el Seaflex. Para poder simular de forma sencilla pero precisa, FEBOS asume que la plataforma actúa como un cuerpo sólido rígido, es decir, como un cuerpo sin deformaciones internas relevantes. Esta simplificación se permite debido a que el entorno del embalse se considera de baja energía.

Bajo esta aproximación, se puede aplicar la segunda ley de Newton en su forma matricial (ecuación 5-1), considerando las fuerzas externas que actúan sobre la plataforma. La ecuación del movimiento adoptada es la siguiente:

$$M \cdot \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial t^2} + C \cdot \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} = \vec{F}_{wind} + \vec{F}_{waves} + \vec{F}_{mooring}$$

Ecuación 5-1. Segunda ley de Newton

Siendo:

$$\vec{u} = \begin{Bmatrix} x \\ y \\ \theta \end{Bmatrix} \text{ Vector de desplazamiento}$$

- x : desplazamiento de la plataforma en el eje longitudinal (surge)
- y : desplazamiento de la plataforma en el eje transversal (sway)
- θ : rotación en el plano horizontal (yaw), es decir, giro en torno al eje Z.

$$M = \begin{bmatrix} m & 0 & 0 \\ 0 & m & 0 \\ 0 & 0 & I_z \end{bmatrix} \text{ Matriz de masa}$$

- m : masa total de la plataforma.
- I_z : momento de inercia respecto al eje vertical Z, calculado considerando la distribución de masa en torno al centro geométrico.

Esta matriz captura la inercia de la plataforma frente a aceleraciones lineales y rotacionales.

$$C = \begin{bmatrix} C_x & 0 & 0 \\ 0 & C_y & 0 \\ 0 & 0 & C_{mz} \end{bmatrix} \text{ Matriz de amortiguación}$$

- C_x y C_y : coeficientes de amortiguamiento hidrodinámico asociados a los desplazamientos lineales.
- C_{mz} : momento de inercia respecto al eje vertical Z, calculado considerando la distribución de masa en torno al centro geométrico.

Estos coeficientes tienen en cuenta las pérdidas de energía por efecto del agua (olas, viscosidad) y la flexibilidad del sistema de amarre.

Fuerzas externas

1- Fuerza del viento:

Se modela mediante una formulación estándar basada en el coeficiente de arrastre y siguiendo la ecuación 5-2:

$$\vec{F}_{wind} = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \rho_a \cdot V^2 \cdot A$$

Ecuación 5-2. Fuerza del viento simplificada sobre la FPV

- C_d : coeficiente de resistencia aerodinámica.
- ρ_a : densidad del aire (aproximadamente 1,225 kg/m³ a nivel del mar).
- V : velocidad del viento incidente sobre la plataforma.
- A : área proyectada de la plataforma expuesta al viento.

Esta fuerza actúa predominantemente en dirección horizontal, aplicándose con un ángulo de incisión que maximice el área que sufre dicha fuerza. De este modo se estudiará el caso extremo y dicha fuerza afectará tanto al desplazamiento como al giro de la plataforma.

2- Fuerza del oleaje:

Se representa de forma simplificada utilizando una expresión (ecuación 5-3) basada en la energía potencial de las olas:

$$\vec{F}_{waves} = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot g \cdot H^2 \cdot b$$

Ecuación 5-3. Fuerza del oleaje simplificada sobre la plataforma

- ρ : densidad del agua.
- g : aceleración de la gravedad.
- H : altura significativa de la ola.
- b : longitud de frente de ola que incide sobre la estructura.

Esta fuerza tiene en cuenta la presión hidrodinámica que genera el oleaje sobre la plataforma sin la necesidad de simular un campo de flujo con la complejidad que traería este.

3- Fuerza de los amarres $\vec{F}_{mooring}$:

La fuerza vectorial de los amarres se calcula en función de su elongación relativa y de su orientación. El modelo considera que la parte de Seaflex sí presenta un comportamiento extensible, pero no así el resto de los elementos de la línea. Además, el sistema tiene en cuenta la dirección de cada línea y la tensión en función de los desplazamientos, generando una fuerza de reacción que es la que se busca obtener.

5.6. Cálculo de cargas.

5.6.1. Parámetros de la matriz de masas

La matriz de masas está compuesta por tres coordenadas independientes, una asociada a cada grado de libertad que se estudiará. Esta matriz se ha definido previamente en apartados anteriores como:

$$M = \begin{bmatrix} m & 0 & 0 \\ 0 & m & 0 \\ 0 & 0 & I_z \end{bmatrix} \text{Matriz de masa}$$

- m : masa total de la plataforma.
- I_z : momento de inercia respecto al eje vertical Z, calculado considerando la distribución de masa en torno al centro geométrico.

En este caso se deben definir dos valores distintos; por una parte, la masa de la plataforma, ya que posteriormente FEBOS incluirá la variable gravitacional para convertirlo directamente en peso. Y por otra parte, ha de detallarse el momento de inercia que define a la plataforma en su movimiento entorno al eje perpendicular a la misma, el eje Z del sistema, el cual indicará la rotación de la planta y permitirá estudiar la posición relativa de la misma respecto a la incisión de los rayos solares.

5.6.1.1. Peso de la plataforma.

Los documentos técnicos que definen el sistema ISOFLOATING de ISIGENERE informan de las características técnicas propias de las unidades flotantes y de los módulos fotovoltaicos que se instalarán sobre ellas en la tabla 5-2. En este caso, se tomarán únicamente esas dos masas ya que las condiciones ambientales del emplazamiento, en clima tropical, prácticamente aseguran la inexistencia de una capa de nieve sobre la plataforma.

Tabla 5-2. Peso unitario de los elementos de la planta.

Peso propio Unidad Flotante	0.22 kN
Peso paneles FV	0.25 kN
Nieve	- kN

Contabilizando el conjunto de paneles y flotadores totales, se obtiene un peso total de 215 kN.

5.6.1.2. Fuerzas de inercia.

Respecto al momento de inercia entorno al giro sobre el eje Z de la plataforma. La ecuación que gobernará dicho cálculo será la misma que para una placa (ecuación 5-4), debido a su similitud geométrica y a la hipótesis derivada del modelo matemático, considerándola como un cuerpo rígido.

$$I_z = \frac{1}{2} \cdot M \cdot (a^2 + b^2) \begin{cases} M \equiv \text{Masa total de la plataforma} \\ a \equiv \text{Longitud en el eje X} \\ b \equiv \text{Longitud en el eje Y} \end{cases}$$

Ecuación 5-4. Inercia de la plataforma

$$I_z = \frac{1}{2} \cdot 215.000 \cdot (142^2 + 66^2) = 439316666 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$$

5.6.2. Viento

Siguiendo las expresiones operacionales que se han definido en el apartado anterior (ecuación 5-2). De cara a definir la magnitud, dirección y sentido de la fuerza del viento se necesitará conocer las siguientes variables.

$$\vec{F}_{wind} = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \rho_a \cdot V^2 \cdot A$$

- C_d : coeficiente de resistencia aerodinámica.
- ρ_a : densidad del aire (aproximadamente $1,225 \text{ kg/m}^3$ a nivel del mar).
- V : velocidad del viento incidente sobre la plataforma.
- A : área proyectada de la plataforma expuesta al viento. En este caso se trabaja con el área total de la superficie superior (9.979 m^2).

5.6.2.1. Coeficiente de resistencia aerodinámica.

En primer lugar, se definirá el C_d - coeficiente de resistencia aerodinámica-, este coeficiente es un valor adimensional que cuantifica la resistencia que ofrece un cuerpo al flujo de aire (o cualquier fluido) que lo rodea. El coeficiente resistivo óptimo se obtiene introduciendo el prototipo en un túnel de viento. Ya que esta técnica no está a nuestro alcance, se ha decidido recalcularlo a partir de las normas del EUROCODE 1-4 [24].

En el cálculo de las fuerzas ejercidas, se considera una plataforma plana y lisa. Debido a la inclinación de los módulos fotovoltaicos, el viento generará una fuerza lateral que se determinará mediante los coeficientes de presión correspondientes. Estos coeficientes se determinan en función del área de acción y de la relación entre la altura y la longitud del cuerpo como se define en la figura 5-7.

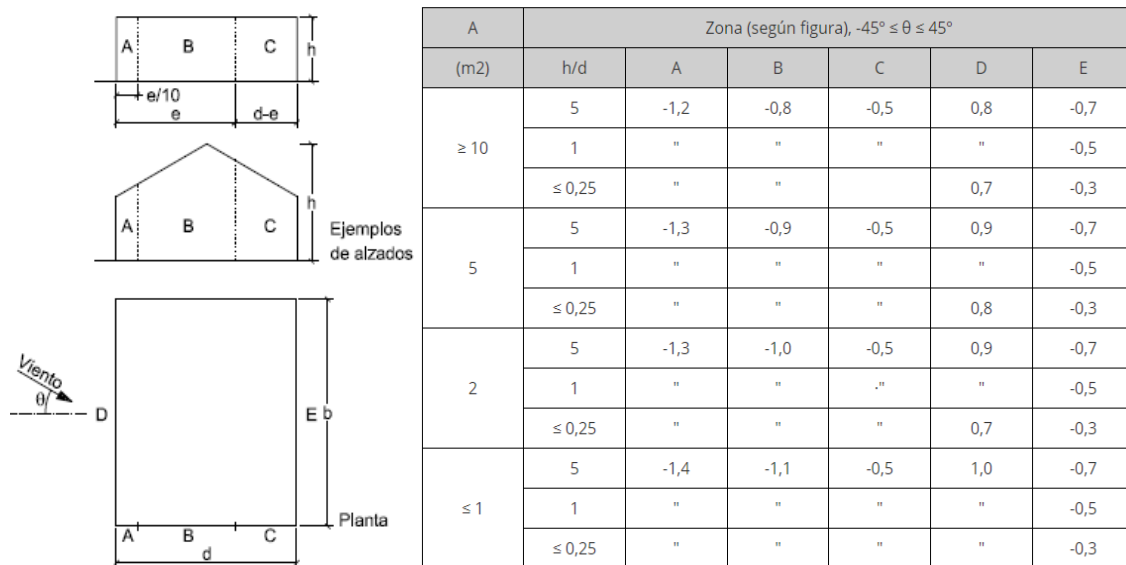


Figura 5-7. Coeficientes de resistencia a un fluido en función del área y altura de incisión [24].

En primer lugar, para poder obtener dichos coeficientes se ha de conocer el área de incisión de la fuerza del viento sobre la plataforma. Para ello, se calculará multiplicando la longitud de la plataforma por la parte no sumergida de la plataforma. En este caso, se vectorizará y se dividirá en una fuerza Norte-Sur y otra Este-Oeste. La memoria del proyecto original define que para la dirección Norte-Sur quedará vista una superficie de 45,3m y para la dirección Este-Oeste 22,56 m. La tabla 5-3 resume los coeficientes aplicados para cada una de las áreas de la plataforma en función de la superficie de incisión de ambas caras.

Tabla 5-3. Coeficientes de resistencia aerodinámica aplicados a la planta del caso de estudio.

DIRECCIÓN	AREA (m ²)	$\frac{h}{d}$	ZONA	
			D	E
NORTE - SUR	45,30	$\leq 0,25$	0,7	-0,3
ESTE - OESTE	22,56	$\leq 0,25$	0,7	-0,3

Por último, hay que tener en cuenta la fuerza que ejerce sobre la superficie superior de la plataforma. Esta superficie se parametriza de un modo distinto a las dos superficies previas ya que se encuentra en el plano paralelo a la actuación de la fuerza y no en el perpendicular. En este caso se considera que, al tener una superficie grande y una

inclinación de 5°, la geometría será plana y suave con superficies redondeadas que justifican la adopción de un coeficiente de fricción entre liso y rugoso, en concreto un valor de 0,012. Para este propósito, el apartado 7.5 del EUROCODE 1-4 establece los coeficientes recogidos en la tabla 5-4.

Tabla 5-4. Coeficientes de fricción para la superficie superior de la planta

Superficie	Coeficiente de fricción Cfr
Liso	0,01
Rugoso	0,02
Muy rugoso	0,04

El modelo matemático con el que trabaja FEBOS entiende el coeficiente resistivo como un único coeficiente proporcional al área. Por ello, una vez conocidos los coeficientes de presión, se calculan las cargas del viento lateral sobre la estructura aplicando la ecuación 5-5 para unificarlos en un mismo coeficiente.

$$C_d = \frac{\sum_i C_{pi} \cdot A_i}{A_s}$$

Ecuación 5-5. Coeficientes de presión ajustado a FEBOS

Aunque la superficie más representativa será la superficie superior, para mantener el cálculo dentro de la seguridad, se tendrán en cuenta todos los coeficientes con el fin de que se obtenga un coeficiente final más elevado y, por lo tanto, una fuerza de mayor magnitud.

Sustituyendo:

$$C_d = \frac{22.56 \text{ m}^2 \cdot 0.7 + 45.5 \text{ m}^2 \cdot 0.7 + 9979 \text{ m}^2 \cdot 0.012}{9979 \text{ m}^2} = \mathbf{0.0168}$$

5.6.2.2. Velocidad máxima del viento

Dado que este estudio se focaliza en el análisis de las respuestas más críticas, los resultados se derivarán de las cargas en condiciones extremas. Es por ello por lo que se calculará la velocidad máxima del viento en vez de la velocidad media, recurriendo a varias metodologías y optando por aquella que genere la carga de mayor magnitud.

- 1- La primera forma de conocer la velocidad máxima del viento es recurriendo a las Especificaciones Técnicas de la Licitación. En estas se recoge que la Velocidad mínima del viento para el diseño en condiciones últimas debe de ser **150 km/h**.
- 2- Así mismo, en la caracterización del emplazamiento incluida en la propia Especificación técnica se detalla que “de acuerdo con el mapa, incluido en el anejo A, de velocidad máxima a 10 m de altura del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM, la velocidad máxima del viento en la zona del proyecto se ubica entre **30 a 33 m/s** (110 – 120 km/h) según la figura 5-8.

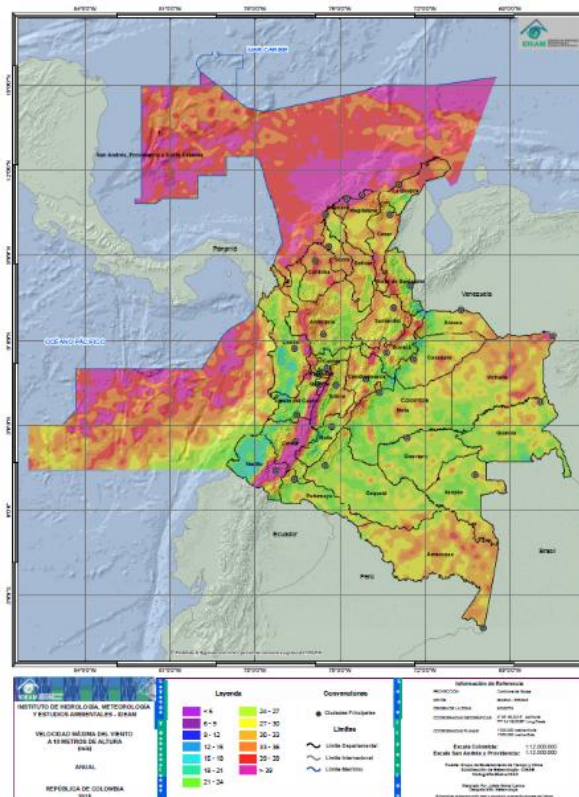


Figura 5-8. Velocidad máxima del viento según IDEAM [IDEAM]

- 3- Otro de los métodos de cálculo es la obtención de datos de las estaciones meteorológicas más cercanas. El conjunto de estaciones estudiadas se incluye en el mapa del anejo A y el conjunto de datos recopilados se resume en las tablas 5-5 y 5-6. Además, para este método se tendrá en cuenta la influencia de fenómenos meteorológicos como El Niño y La Niña, conocido como El Niño-Oscilación del Sur (ENSO). Este fenómeno puede generar grandes variaciones en climas tropicales como el de estudio, por ello se tendrá en cuenta y se definirá si es representativo o no. El fenómeno de El Niño suele generar condiciones cálidas y secas mientras que, La Niña lo hace de manera más húmedo y fresco.

Tabla 5-5. Descripción de las series meteorológicas investigadas [ISIGENERE]

Estación	Código	Fuente	Latitud	Longitud	Elevación (m.s.n.m.)	Ubicación	Resolución	Parámetro
Apto Gonzalo Mejía	12025010	IDEAM	8,1166	-76,7333	1	Turbo (Antioquia)	mensual	Velocidad viento (m/s)
Campo Bello	13015030	IDEAM	7,9833	-76,2333	78	Tierralta (Córdoba)	mensual	Velocidad viento (m/s)
Pto Nuevo	13035010	IDEAM	7,9500	-76,2833	145	Tierralta (Córdoba)	mensual	Velocidad viento (m/s)
Represa Urra	13015040	IDEAM	8,0141	-76,203	300	Tierralta (Córdoba)	mensual	Velocidad viento (m/s)
Rio Grande	12015050	IDEAM	7,9166	-76,6333	20	Turbo (Antioquia)	mensual	Velocidad viento (m/s)
Cerete	N.A.	Conalgodón	8,9031	-75,8016	11	Córdoba	horaria	Velocidad viento (m/s)
Ciénaga de Oro	N.A.	Conalgodón	8,8974	-75,7227	8	Córdoba	horaria	Velocidad viento (m/s)
Montería La Victoria	N.A.	Fedearroz	8,8100	-75,8500	17	Córdoba	horaria	Velocidad viento (m/s)

*Tabla 5-6. Resumen de los datos de viento de las estaciones meteorológicas cercanas.
[ISIGENERE]*

Estación	Parámetro	Periodo		Longitud (años)	Datos faltantes (%)	Promedio	Desviación estándar
		Inicio	Fin				
Apto Gonzalo Mejía	Velocidad viento (m/s)	1976-06	1983-03	7	69,51	3,31	0,91
Campo Bello	Velocidad viento (m/s)	1997-01	2004-08	7	84,44	1,70	0,12
Pto Nuevo	Velocidad viento (m/s)	1974-01	1991-03	17	41,55	1,58	0,21
Represa Urra	Velocidad viento (m/s)	2006-02	2013-02	7	57,65	1,61	0,28
Rio Grande	Velocidad viento (m/s)	1982-09	1984-03	2	0,00	2,01	0,43
Cerete	Velocidad viento (m/s)	20/04/2015	10/09/2018	3	4,52	0,40	0,26
Ciénaga de Oro	Velocidad viento (m/s)	25/03/2015	10/08/2018	3	1,82	0,27	0,25
Montería La Victoria	Velocidad viento (m/s)	07/10/2011	30/09/2019	8	5,14	0,23	0,23

Como se observa en las figuras del anejo A, que representan los datos recopilados, los datos proporcionados por las estaciones residen en valores medios y no máximos, imposibilitando de este modo el conocimiento sobre situaciones en las que se puedan desarrollar ráfagas de viento que desestabilicen el sistema. Otra lectura es que estos datos medios son inferiores a **4 m/s** indicándonos la baja probabilidad de sufrir fenómenos meteorológicos de grandes dimensiones que puedan afectar a nuestra planta. Además, comparando los datos de todas las estaciones se observa que son similares, por lo que podríamos definir sin calcular que el emplazamiento también tendrá unos datos de valor bastante cercano al resto. Sin embargo, esta afirmación no es suficiente, por lo que se ha procedido a utilizar otra herramienta para verificar si concuerdan los valores. En este caso se ha recurrido al software IHPropaga para cuantificarlo. Esta herramienta permite conocer las magnitudes de viento en un punto de estudio, partiendo de otro punto cercano de datos conocidos e interpolándolos. De este modo, se han obtenido vientos máximos entorno a **4 m/s**, apoyando así la deducción previa. Para poder validar esta metodología, se requiere que exista una definición horaria que recoja los datos máximos. En las estaciones meteorológicas estudiadas ha sido imposible encontrar esa información y, por lo tanto, esta práctica iría en contra de las recomendaciones de la WMO (World Meteorological Organization) [25]. Además, la información recogida prescinde de una

duración suficiente en el tiempo y un alto porcentaje de datos faltantes. Dado que ninguna de ellas cumple con estas características, se concluye que este método no es válido para el cálculo debido a la falta de precisión necesaria.

- 4- Similar a la opción anterior, se ha optado por utilizar el modelo estadístico POWER desarrollado por la NASA (National Aeronautics and Space Administration), estos datos se recogen en las gráficas del Anejo A. Del mismo modo, se recogen valores similares a los del apartado previo y, aunque se considere que los datos siguen las directrices de la WMO, se desestiman por ser de valores ínfimos en comparación a los definidos por el gobierno colombiano como casos extremos y necesarios de estudio para obra pública en dicha región.

Tras la evaluación de estas opciones, se va a determinar un estudio con una velocidad máxima de **150 km/h o 41.67 m/s**. Siendo esta la mayor de todas las que se han podido definir en la investigación sobre la velocidad máxima del viento. El dato pertenece a las directrices del gobierno colombiano a través de las Especificaciones Técnicas de la Licitación.

5.6.3. Oleaje

Como se ha definido en la ecuación 5-3. el sistema recibirá una fuerza que proviene del oleaje generado en el embalse y actuará según la siguiente ecuación vectorial.

$$\vec{F}_{waves} = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot g \cdot H^2 \cdot b$$

- ρ : densidad del agua (1,000 kg/m³).
- g : aceleración de la gravedad (9,81 m/s²).
- H : altura significativa de la ola.
- b : longitud de frente de ola que incide sobre la estructura.

5.6.3.1. Altura significativa de la ola y periodo de retorno.

Para definir la altura de la máxima de ola se recurre de nuevo a la herramienta IHPROPAGA. Esta herramienta permite llevar a cabo, además de propagar el viento

desde puntos con datos conocidos hacia zonas sin información, el cálculo de alturas de ola y periodos de retorno en un lugar de estudio conocido. Para ello se necesitará conocer diferentes datos como la batimetría, el Fetch (que se explicará) a continuación y la velocidad del viento que ya se definió en el apartado 5.6.2.2..

Para determinar el valor de altura máxima y periodo de retorno, la herramienta se basa en el modelo numérico SWAN (Simulating Waves Nearshore). Esta herramienta es una de las soluciones más innovadoras y permite calcular dichos parámetros incluso en lugares desconocidos llevando a cabo diferentes interpolaciones.

Para entender mejor cómo trabaja y en qué se basa dicho cálculo, ha de conocerse que la generación de la ola en embalses o masas de agua perimetradas se debe a la acumulación de energía sobre el flujo. Esta energía normalmente proviene en su totalidad del movimiento del aire sobre la superficie, por lo tanto, se puede afirmar que es función de la velocidad del viento anteriormente calculada. Esta acumulación de energía aumenta a medida que aumenta la superficie de contacto, por lo tanto, para maximizarla, se ha de encontrar la dirección y sentido donde se maximiza la superficie de contacto entre el viento y la superficie del cuerpo de agua. Debido a que la fuerza del viento puede entenderse como la suma de infinitas fuerzas paralelas de tamaño diferencial, lo que se buscará es la línea recta con mayor longitud en el embalse que corte con la plataforma. Esta longitud se determina trazando el contorno del embalse a nivel de aguas máximas extraordinarias (N.A.M.E.) y conectando los puntos del contorno en las direcciones del viento, formando las líneas conocidas como Fetch. Los Fetch son fundamentales para calcular la altura, período y longitud de onda de las olas, destacando el de mayor longitud por generar los valores más altos en estos parámetros. El Fetch se calculará de manera aproximada según se observa en la figura 5-9.



Figura 5-9. Fetch del caso de estudio. [Elaboración propia]

Considerando el apartado anterior, se adoptará una velocidad crítica del viento de 41,67 m/s para las simulaciones. Para determinar el Fetch más largo, se establecerá un ángulo de incisión de grados positivos con respecto a la horizontal, como se muestra en la figura correspondiente 5-8. Ha de destacarse que, si bien el ángulo es importante, una ligera variación no debería afectar a los resultados y, por lo tanto, una aproximación sería suficiente. Dicha variación no es representativa para el caso de estudio debido a que la longitud del Fetch a penas varia, por lo tanto, no se verá prácticamente afectada la altura de ola con la que se calcula la fuerza del oleaje.

Tras establecer la velocidad máxima del viento y el Fetch, junto con la definición de la batimetría real para 127 m.s.n.m. en la figura 5-10, se procedió a ejecutar IHPropaga.

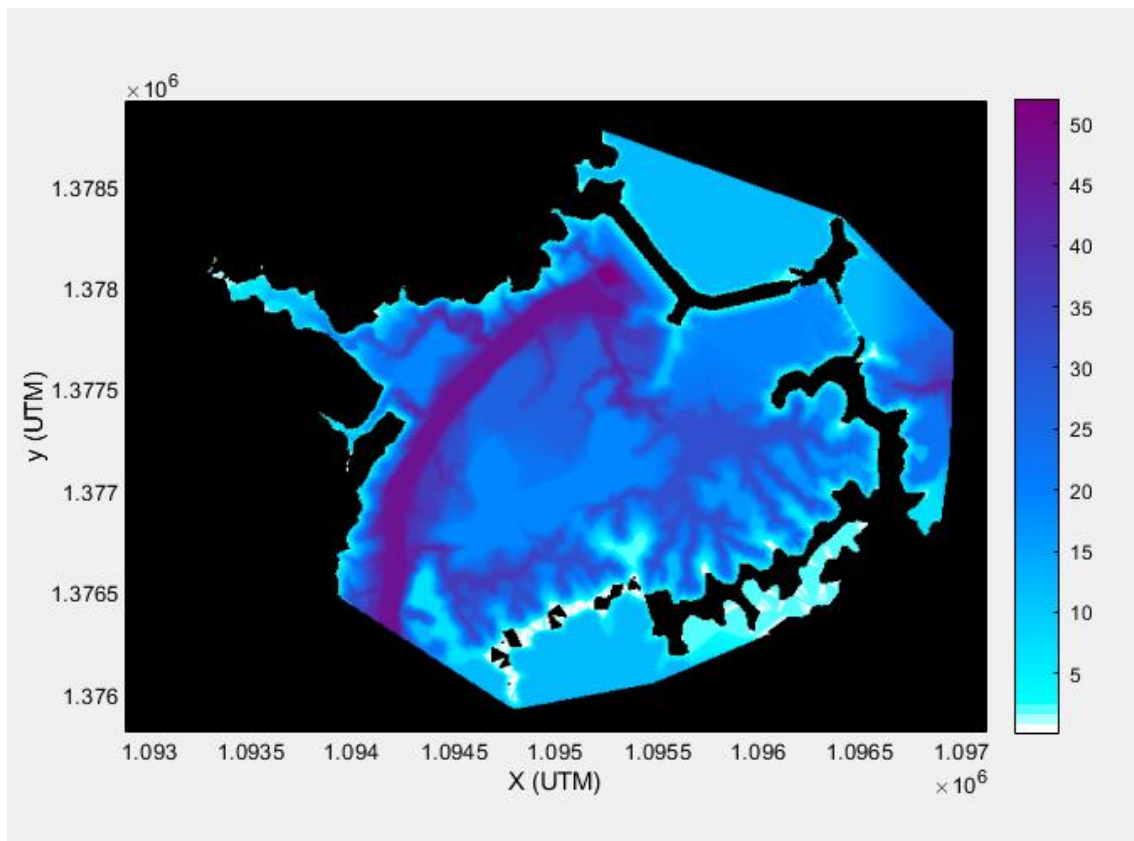


Figura 5-10. Batimetría de la represa Urrá I [Elaboración propia]

Tras la simulación en dicha herramienta se obtuvieron las alturas de ola máximas para tres distintos niveles de agua: un nivel mínimo de 108 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) en la figura 5-11, un nivel medio previsto de 127 m.s.n.m. en la figura 5-12, y un nivel máximo de 132 m.s.n.m. en la figura 5-13.

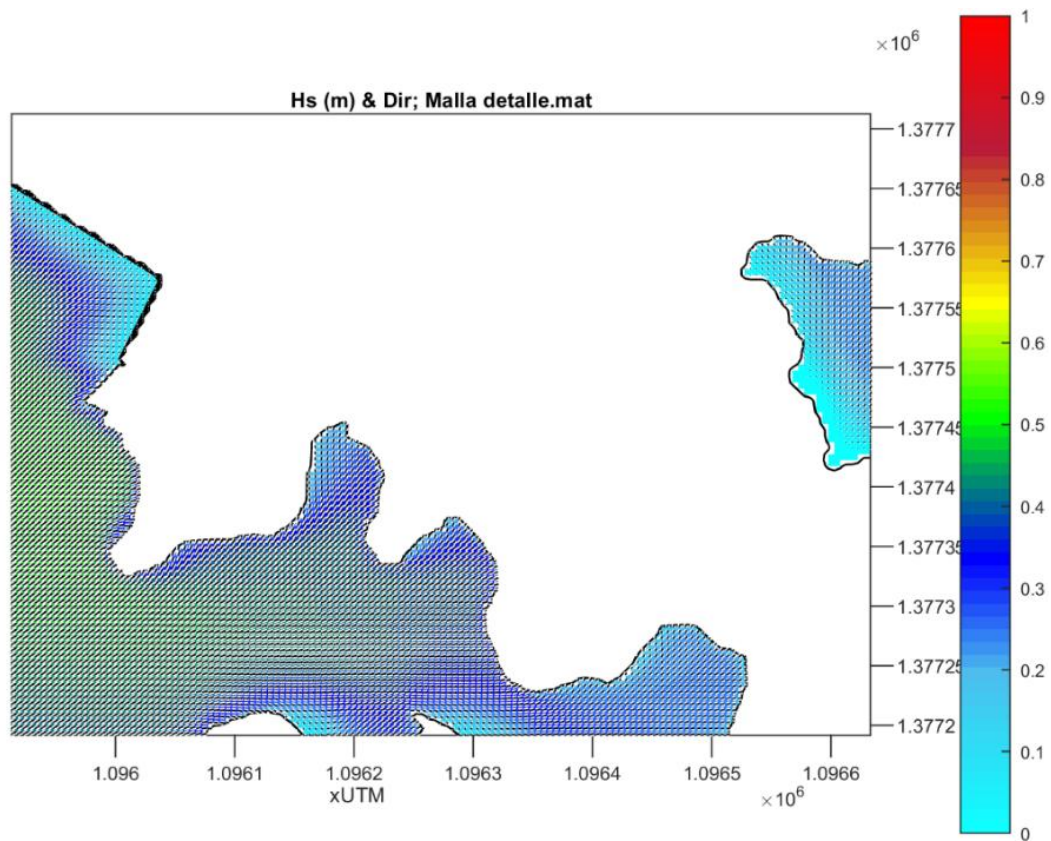


Figura 5-11. Altura de ola máxima para 108 m.s.n.m. [Elaboración propia]

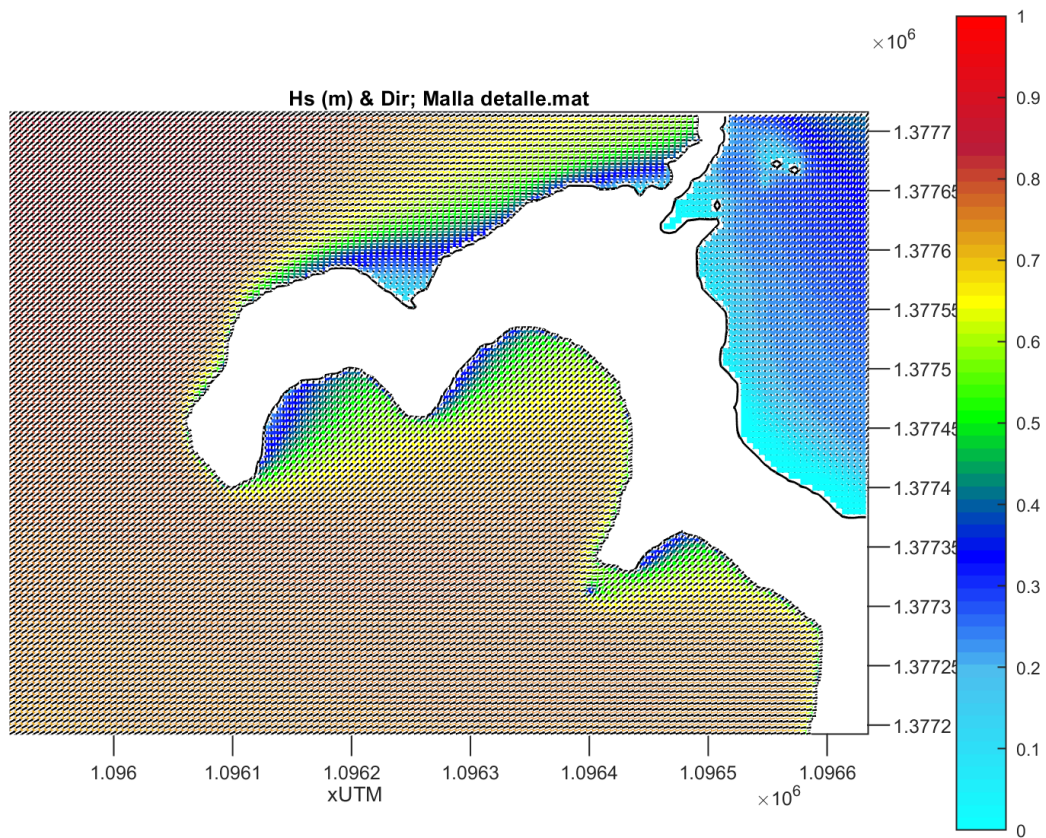


Figura 5-12. Altura de ola máxima para 127 m.s.n.m [Elaboración propia]

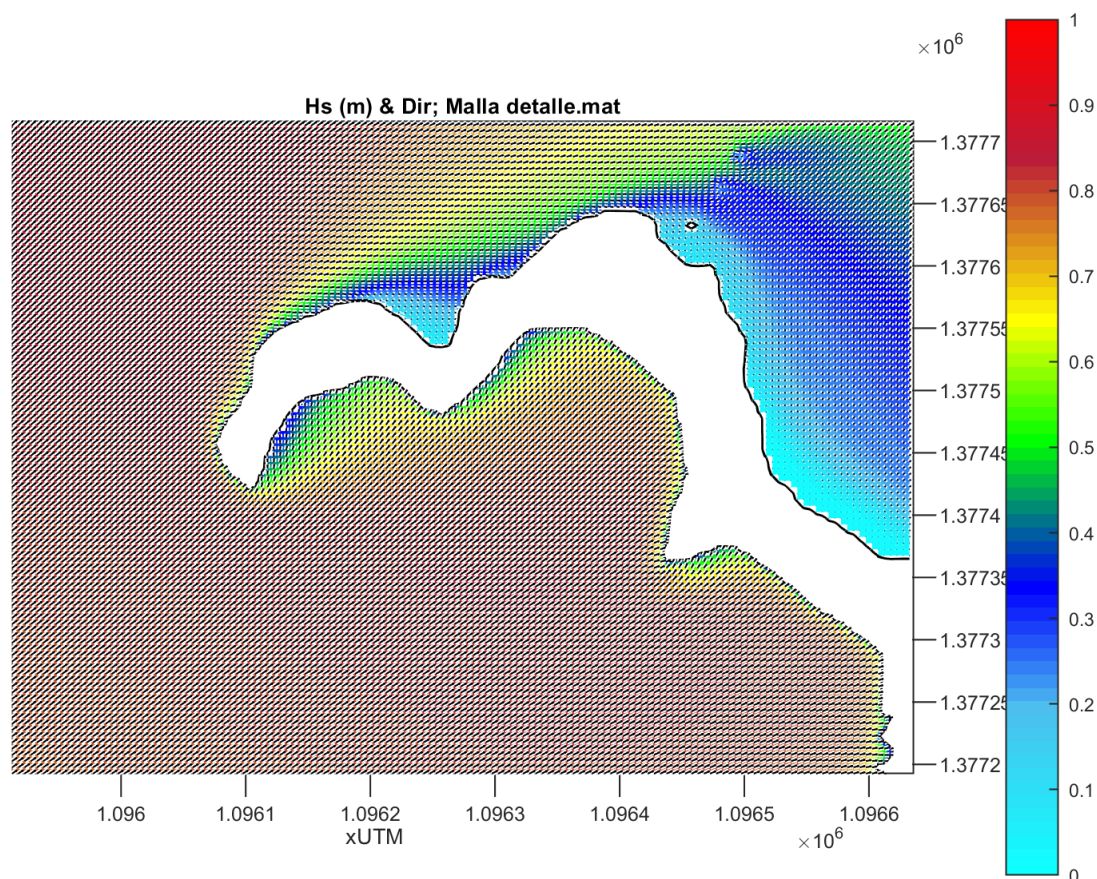


Figura 5-13. Altura de ola máxima para 127 m.s.n.m [Elaboración propia]

Como se preveía, las olas de mayor altura se generarían en el caso donde el nivel del agua fuese superior, debido a que el Fetch es de mayor longitud. El valor en dicho lugar es difícil de obtener a simple vista con los gráficos. Sin embargo, la herramienta proporciona a través de un Excel los valores concretos para un punto previamente determinado. Para la condición de nivel máximo, IHPROPAGA determina una ola de altura 1,41m el punto donde se situará la plataforma.

5.6.3.2. Longitud de frente de ola.

Otro de los parámetros influyentes de la carga generada por el oleaje es la longitud del frente de ola en la plataforma. Este parámetro se refiere a la longitud máxima, perpendicular a la dirección de la ola, que puede generar empuje en la plataforma. De esta forma se maximiza la fuerza que puede generar el oleaje sobre la planta en dicha dirección manteniéndose una vez más en el lado conservador de estudio. Para entender

de manera más sencilla dicha longitud, en la figura 5-14 se observa gráficamente y se acompaña con el cálculo de ésta en la ecuación 5-6.

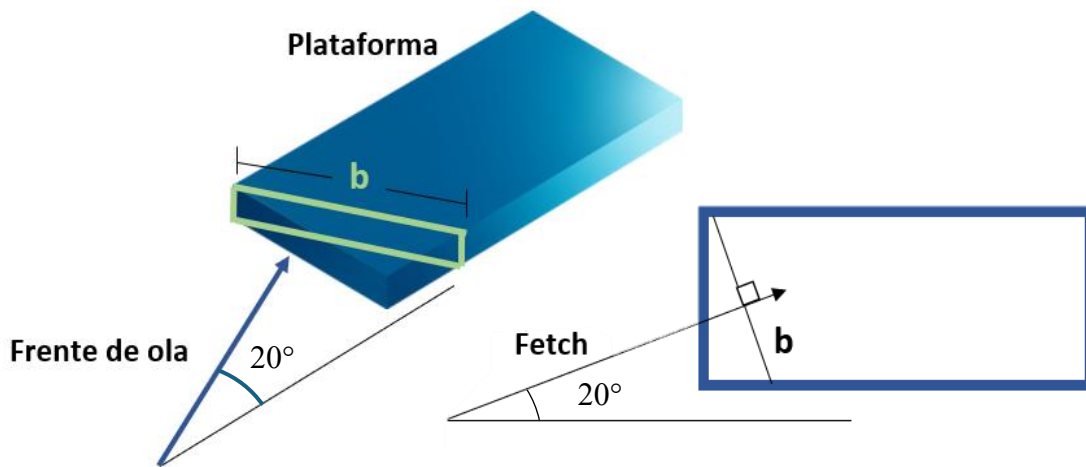


Figura 5-14. Frente de ola [Elaboración propia]

$$b = \frac{\text{ancho de plataforma en eje sway}}{\cos(\alpha)} = \frac{66 \text{ m}}{\cos(20)} = 70.23 \text{ m}$$

Ecuación 5-6. Longitud de frente de ola

5.7. Modelado en FEBOS.

Aunque no es tan conocida como otras herramientas del sector como OrcaFlex o AQWA, lo cierto es que FEBOS es una herramienta validada que permite realizar simulaciones con gran precisión. Fue desarrollada por el IH con el propósito de entender cómo se comportan las plataformas flotantes cuando interactúan con fuerzas externas, focalizándose en su aplicación para proyectos de energías renovables.

FEBOS no es solo una herramienta más en el mercado que reúne un conjunto de fórmulas en un entorno digital; detrás de ella hay años de experiencia y validaciones llevadas a cabo con datos de campo. Y es que, cuando se trata de simular escenarios complejos con un alto grado de incertidumbre —como la posición real de los anclajes bajo el agua—, esta herramienta permite incorporar esa variabilidad de forma muy precisa. Justo por eso se eligió para este trabajo. En este estudio no se ha comparado directamente con otros

softwares comerciales más consolidados, aun así, FEBOS ha respondido sobresalientemente a lo que se solicitaba: simular con fiabilidad cómo afecta la incertidumbre posicional al comportamiento estructural de la plataforma.

Es por todo ello por lo que, para modelar la planta y llevar a cabo las simulaciones dinámicas y mecánicas, como se ha indicado en el apartado 4.2.2., se utilizará este software.

Para llevar a cabo el trabajo se ha optado por un enfoque en dos dimensiones (plano XY, plano superficial de apoyo de la plataforma) y la modelación de la planta como un cuerpo rígido. Esto es una práctica habitual cuando se trata de evaluar el efecto de las fuerzas ambientales y comportamiento global para aproximar el resultado real sin precisar de gran trabajo computacional. Al definir la plataforma como un cuerpo rígido, como se ha justificado en el apartado 5.4., la plataforma no se deformará, sino que actuará como un único cuerpo.

FEBOS se alimenta de un conjunto de ficheros que define las propiedades de la planta y del entorno que la rodea. Dentro de estos archivos se definen las posiciones de amarre a la plataforma y de anclaje al fondo del cuerpo acuático para cada una de las líneas de fondeo. A su vez, se definen las propiedades de cada línea; dentro de esta definición se incluyen los tipos de materiales utilizados a lo largo de cada línea, la longitud de la línea que representa cada material, la respuesta que genera este ante la presencia de fuerzas externas y las pretensiones iniciales. La forma de incluir el comportamiento de los materiales es mediante una tabla que represente los valores empíricos; de esta manera se permite incluir materiales que no tengan comportamientos estrictamente lineales. Esta configuración permite simular un comportamiento más realista frente a los esfuerzos, especialmente cuando se producen deformaciones importantes o cargas críticas.

Otro de los ficheros recoge los parámetros físicos propios de la planta, como la matriz de masas, la matriz de amortiguación o el centro gravitacional de la misma. En este caso, se ha definido una matriz de amortiguación que sea lógica para dicho escenario, es decir, que no se apliquen las fuerzas inicialmente de una manera rápida que suponga una desestabilización inmediata de la planta por la imposibilidad real de que eso suceda. A mayores, estos valores se han sobredimensionado únicamente con el propósito de reducir el tiempo computacional total, ya que se prevén hacer más de 1.000 simulaciones, y requeriría semanas de trabajo computacional dedicado a la generación de datos.

Por último, el programa define otro fichero de entrada que alberga las características propias del caso de estudio, en estas características se incluyen las variables concretas del caso como la altura de ola, la longitud del frente de ola, el Fetch, la velocidad máxima del viento, coeficiente aerodinámico promedio, etc., También permite definir si el viento es de naturaleza transitoria o estable, pero dicho estudio se centrará en situaciones estables sin variabilidades de las condiciones ambientales. Así mismo, cabe señalar que no se ha incluido el efecto de la corriente marina en este modelo, ya que en este tipo de emplazamientos su influencia se considera poco representativa en términos dinámicos para la plataforma.

Además, dentro de los ficheros se permite incluir la magnitud del radio de incertidumbre que se prevé y el programa repartirá los puntos de anclaje de una manera gaussiana dentro de ese radio previamente definido. Esto permite reflejar con mayor exactitud la incertidumbre de un entorno real, donde la colocación no siempre se ajusta al diseño. La probabilidad gaussiana de localización dentro del radio de incertidumbre viene definida en la figura 5-15, indicando la probabilidad para un radio unitario.

Probability Within a Defined Radius

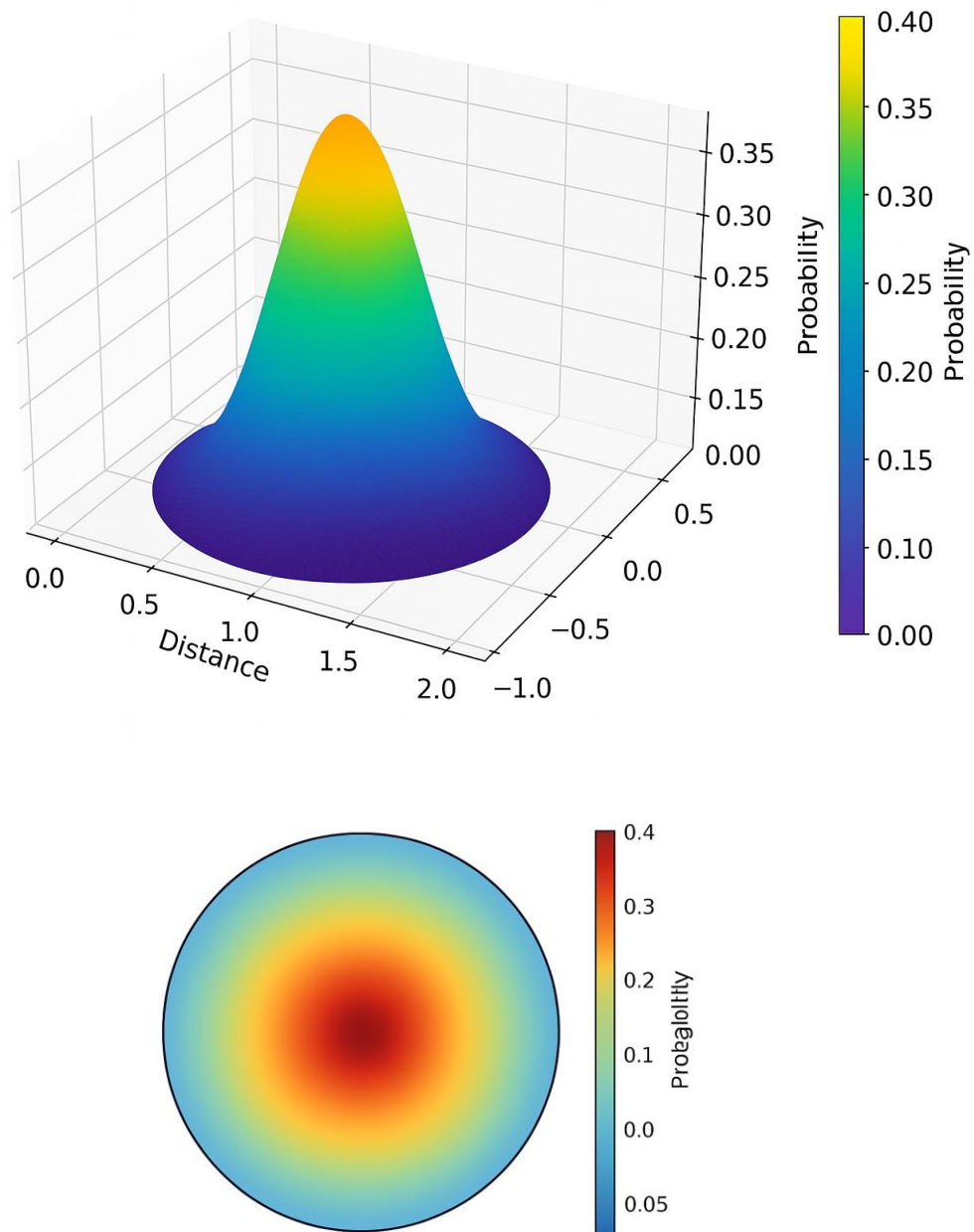


Figura 5-15. Posición probabilística del punto de anclaje dentro del radio de incertidumbre [Elaboración propia]

En resumen, el modelado en FEBOS permite una simulación bastante detallada de la planta, tanto desde el punto de vista dinámico como estructural, incluyendo factores de incertidumbre y materiales con comportamientos reales.

6. RESULTADOS Y ANÁLISIS

6.1. Escenarios simulados y condiciones de contorno

Se pretende hacer un estudio integral del comportamiento mecánico y dinámico de la plataforma en función de la incertidumbre en el posicionamiento de los anclajes de fondeo. Para ello se han estudiado diversos escenarios para entender la respuesta de la plataforma frente a la combinación de las condiciones ambientales más extremas.

Con FEBOS como el ecosistema de trabajo, se llevarán a cabo las simulaciones, es decir, modelará y ejecutará el programa interno, alimentándose con ficheros de entrada definidos en el apartado 5.7 y devolviendo ficheros resultado que han de interpretarse.

Como se ha mencionado, la ubicación exacta de los anclajes puede verse alterada por multitud de variables y, aunque genere errores mínimos, este trabajo se enfocará en cuantificarlos y analizarlos. Aunque no existe una norma que establezca el valor de este error y guíe fácilmente en la definición de los diferentes casos de estudio -radios de incertidumbre-, existe un estudio que orienta en torno al tema. Este estudio es el Specht (2023) [22], que indica que los sistemas de posicionamiento DGPS (Differential Global Positioning System), los que utilizan normalmente los barcos para ubicar el bloque, en condiciones marinas controladas pueden alcanzar precisiones entre 0,5 y 1 metro. Debido a que el caso de estudio se encuentra en profundidades muy bajas, teniendo incluso alguno de los apoyos por encima del nivel del agua, se ha determinado realizar 10 casos de estudio diferentes. Estos casos cubrirán el rango que existe entre un radio de incertidumbre de 10 cm hasta 1 metro, teniendo un paso de 10 cm entre cada caso de estudio.

Debido a la función estadística que utiliza FEBOS para definir cada punto según la campana de Gauss, la manera en la que se simulará será similar, aplicando la estadística a un total de 100 simulaciones por cada caso de estudio. Esta estrategia permite evaluar cómo pequeñas desviaciones en el replanteo pueden afectar al comportamiento global del sistema de una manera más real.

6.2. Herramienta para el análisis de resultados

El programa FEBOS proporciona unos ficheros de salida en formato .h5. Este formato puede definirse como un fichero de texto con multitud, pues incluye la respuesta de todos los parámetros de la plataforma (tensiones, giros, desplazamientos, etc.) cada uno de los puntos que se definen en los ficheros de entrada en cada instante de la simulación. Esta complejidad impide evaluar de forma sencilla y rápida las diferentes respuestas del sistema y de sus elementos ante los casos de estudio, ya que la visualización de los datos en dichos ficheros es poco intuitiva y práctica para realizar un análisis. Por estos motivos, se ha decidido desarrollar diferentes códigos que albergan herramientas en el lenguaje Python. De este modo se ha orientado el proceso de una manera automatizada y sencilla que ha permitido reducir en gran escala el tiempo de ejecución de los casos de estudio y del post-procesado de los resultados. Todos los scripts de los que se trate en este apartado 6.2. se encuentran adjuntos en el Anejo C.

6.2.1. Generación automatizada de casos

En primer lugar, se ha creado el script `generador_casos.py` con el objetivo de automatizar la ejecución de las 100 simulaciones para cada uno de los 10 casos de estudio, realizándose un total de 1.000 simulaciones. Además, este fichero es capaz de modificar y de guardar cada simulación en la carpeta correspondiente a cada radio de incertidumbre, ejecutando las diferentes configuraciones de firma rápida y organizada. El script se encarga también de mantener una nomenclatura uniforme facilitando así el trabajo para la ejecución del resto de códigos.

6.2.2. Estructura de datos y media de resultados

Una vez generados los casos y organizados por carpetas, script `Finish.py` se encarga de procesar una por una cada una de las carpetas correspondientes al valor del radio. Dentro de este script se han desarrollado diferentes funciones como el script `Arreglos.py` que procesan los datos de una manera organizada y eficiente para poder encontrar rápidamente la información de interés.

La primera de las funciones utilizadas es la denominada `Matriz_3D_RADIO`, encargada de recorrer los 100 ficheros .h5 para cada radio de incertidumbre y extraer las variables de interés: desplazamientos (surge, sway y yaw), velocidades y aceleraciones. Con el

conjunto de estos datos, el script genera la primera matriz tridimensional (M3D) con dimensiones correspondientes a simulaciones, variables y tiempo.

Una vez definida esta matriz, se utiliza la función M2D_Media que permite reducir esta información tridimensional, extrayendo únicamente la parte estacionaria (1.000 últimos pasos temporales). Esto permite el trabajo con mayor facilidad el momento estático que, como se ha comentado previamente, es el caso de interés. El resultado tras aplicar dicha función es una matriz bidimensional (M2D) con las medidas de cada simulación y cada parámetro físico. El total de los resultados de M2D para cada radio se ha almacenado de forma agregada a una lista final (LISTA_M2DS). Esto permite analizar la evolución del comportamiento en función del radio de incertidumbre.

Respecto a la respuesta mecánica se ha desarrollado los códigos script Dibujo_moorings.py, script Unir_Puntos.py y script Grafico_control_Estadistico.py. Esta serie de códigos se encarga de generar la figura que representa el conjunto de las líneas de amarre. Para ello se posicionan los puntos de anclaje (en color rojo) y de amarre de la plataforma (en color verde) y se unen entre ellos. A cada línea se le aplicará una paleta de colores que distinguirá la tensión que soporta cada línea para comprender de manera más sencilla y grafica el esfuerzo que realiza cada una. Una vez más, se trabaja con tensiones medias entre todas las simulaciones para cada caso de estudio y siempre en las condiciones de respuesta estática, evitando la parte estacionaria.

Para dar un paso más en la fiabilidad de los resultados extraídos a partir de la lista agregada LISTA_M2DS, se ha aplicado un análisis estadístico complementario sobre las variables más relevantes del estudio —especialmente aquellas relacionadas con desplazamientos y tensiones. Y es que, cuando se trabaja con simulaciones tan sensibles al contexto como estas, cualquier matiz puede ser relevante. Antes de interpretar los resultados, es importante comprobar si los datos siguen un comportamiento estadístico reconocible. Así que, como primer paso y a través del script Estadistica.py, se ha aplicado la prueba de normalidad de Shapiro-Wilk, usando la librería scipy.stats. Se ha realizado por separado para cada conjunto de datos, diferenciando los distintos radios de incertidumbre. En muchos de ellos se observó un ajuste bastante razonable a la distribución normal, lo cual ha permitido aplicar métricas clásicas como la media, el error estándar o los intervalos de confianza sin forzar supuestos.

En cuanto al error estándar, se ha calculado del modo habitual —dividiendo la desviación estándar entre la raíz cuadrada del número de simulaciones—, pero su importancia va más allá del cálculo en sí. Esta medida ha sido clave para entender la fiabilidad real de los valores medios. En ocasiones, una diferencia puede parecer considerable, pero cuando el error es alto, esa diferencia se diluye. En cambio, si el error estándar es pequeño, incluso cambios sutiles pueden cobrar sentido. Por eso, también se han calculado intervalos de confianza al 95 % usando la distribución t de Student, lo que ha permitido enmarcar con mayor precisión el rango en el que probablemente se mueve cada resultado.

Además, gracias a las visualizaciones se facilita la interpretación de lo que los números a veces esconden; con las librerías Seaborn y Matplotlib, se han generado diagramas de caja que no solo mostraban cómo se distribuían los datos, sino que también han permitido detectar valores atípicos. Para ello, se ha aplicado el criterio clásico de $1.5 \times \text{IQR}$, útil para identificar comportamientos extremos sin necesidad de imponer reglas arbitrarias. Y, aunque algunos de estos puntos estaban claramente alejados del conjunto, se han conservado en el análisis siempre que no existieran motivos técnicos o físicos de peso para su descarte.

En conjunto, este tratamiento estadístico no solo ha enriquecido el enfoque original, sino que ha añadido una capa de profundidad necesaria para entender no solo lo que pasa de forma generalizada, sino cómo varía, cuánto se puede confiar en ello y qué comportamientos fuera de lo común también deben tenerse en cuenta. Cuando se trabaja con incertidumbre, considerar los promedios no basta; es necesario ir más allá.

Ha de destacarse que ciertas líneas de código de los scripts están inhabilitadas por la utilización de símbolos #. En la práctica se han ejecutado todas las líneas, pero se ha llevado a cabo esa técnica para ejecutar el código por partes.

6.2.3. Representación gráfica

Una vez ordenada la información matricialmente, se define la función `Grafico_Final` para generar diagramas de caja (boxplots) para cada uno de los parámetros cinemáticos (desplazamientos, velocidades y aceleraciones). El estudio se centrará y mostrará las gráficas de los desplazamientos ya que, tanto las velocidades como las aceleraciones no son parte del análisis puesto que como se menciona anteriormente, el estudio se centra en la parte estacionaria. Sin embargo, se ha decidido graficar ambos parámetros

(velocidades y aceleraciones) únicamente para comprobar que, como se presuponía, estos eran mínimos y que se estaba trabajando con el conjunto de datos de la parte estacionaria.

La utilización de diagramas de cajas se ha elegido como la mejor alternativa para analizar la evolución del sistema a medida que se amplía el radio de incertidumbre. Estos diagramas mostrarán parámetros como la dispersión, la media y los valores atípicos para cada caso de estudio.

Esta forma de trabajo ha permitido realizar un análisis comparativo entre diferentes radios, de forma automatizada, rápida y transparente. Así se abre la puerta al siguiente apartado, enfocando la manera genérica en la que se tratarán los datos para su análisis.

6.3. Respuesta dinámica y mecánica del sistema

Debido a la multitud de casos de estudio y la tipología de la respuesta que da FEBOS, siendo esta en ficheros de difícil comprensión, se ha empleado la herramienta Python, generando el código definido en el apartado 6.2. para llevar a cabo de una forma más sencilla la interpretación de los datos.

Por una parte, se ha generado un código Python para automatizar tanto la ejecución de los diferentes casos de estudio, como la variación de los parámetros para cada uno de ellos. Esto ha permitido eliminar demora temporal que se generase entre la ejecución de cada caso, tanto para ejecutar como para modificar dichos datos. Este código además permite guardar o almacenar de manera clasificada las 100 diferentes simulaciones para cada caso de estudio de manera ordenada para ser tratados por los códigos futuros.

6.3.1. Comportamiento dinámico

De cara a comprender de una manera sencilla la respuesta dinámica del sistema, se ha generado una serie de graficas, una por grado de libertad de estudio. Dichas graficas corresponderán a diagramas de cajas (boxplot). Esta herramienta estadística permitirá visualizar la distribución y la dispersión del conjunto de datos.

Dentro de la caja se pueden definir dos secciones, la correspondiente al primer (Q1) y la del tercer cuartil (Q3), lo que abarca el 50 % central de los datos. La línea que segmenta la caja y divide ambos cuartiles se denomina mediana e indica la posición media de los valores dentro de la caja. Las líneas que nacen de los extremos de la caja y se estiran se denominan bigotes, estos muestran la dispersión del resto de los datos. Y, por último,

los círculos representan valores atípicos que se alejan significativamente del comportamiento general.

6.3.1.1. Sway

En la figura 6.1 se representa el desplazamiento lateral (sway) de la planta, teniendo en cuenta la totalidad de los casos de estudio, que varían desde 10 cm hasta 100 cm. Se observa que a medida que crece el valor del radio de incertidumbre, también aumenta el valor medio de desplazamiento y la dispersión de los datos. Esto indica un aumento de sensibilidad del sistema ante desviaciones en la posición de los puntos de anclaje.

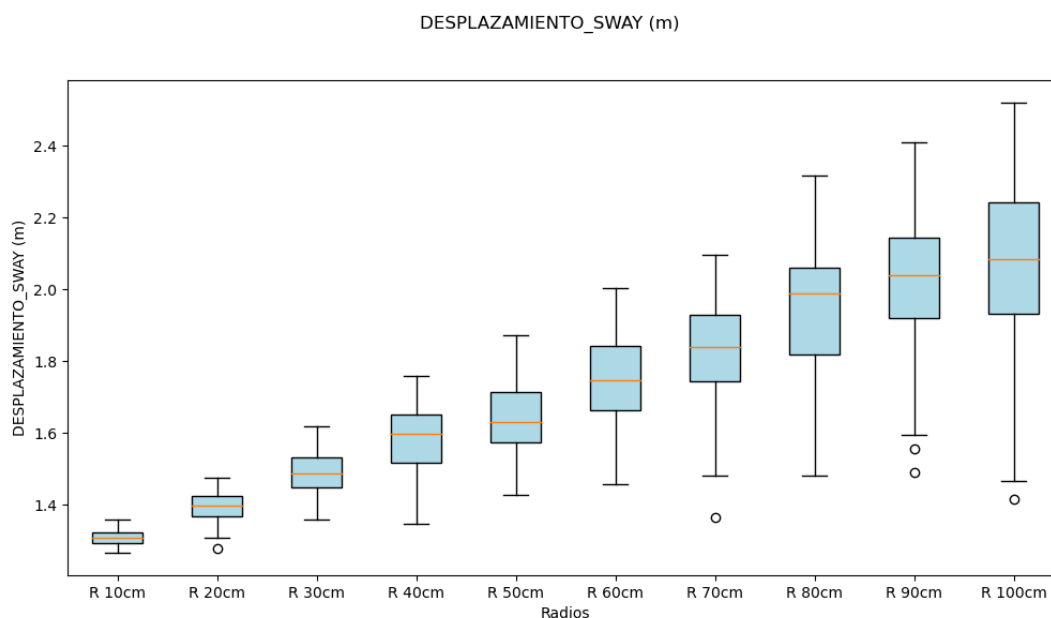


Figura 6-1. Evolución del Sway en función del radio de incertidumbre [Elaboración propia]

En la figura 6.2. se puede diferenciar una parte transitoria y otra estática. En la parte transitoria se puede observar un comportamiento oscilatorio. La amplitud y la longitud de onda de las funciones en esta parte son función de la matriz de amortiguamiento y del tiempo que tarda en aplicar la fuerza gradualmente el sistema. Ambas magnitudes se han sobredimensionado para reducir el tiempo de simulación. De este modo, la atención se centra únicamente en la zona de la gráfica estática -zona donde se estabiliza el sistema- para estudiar las diferencias entre los casos de estudio. Este valor medio que se estabiliza al final de la gráfica -diferente para cada radio- es el que permite evaluar el efecto

acumulado de las desviaciones aleatorias en la ubicación de los anclajes. Por lo tanto, se evidencia que el desplazamiento de la plataforma es mayor a medida que aumenta la desviación del radio.

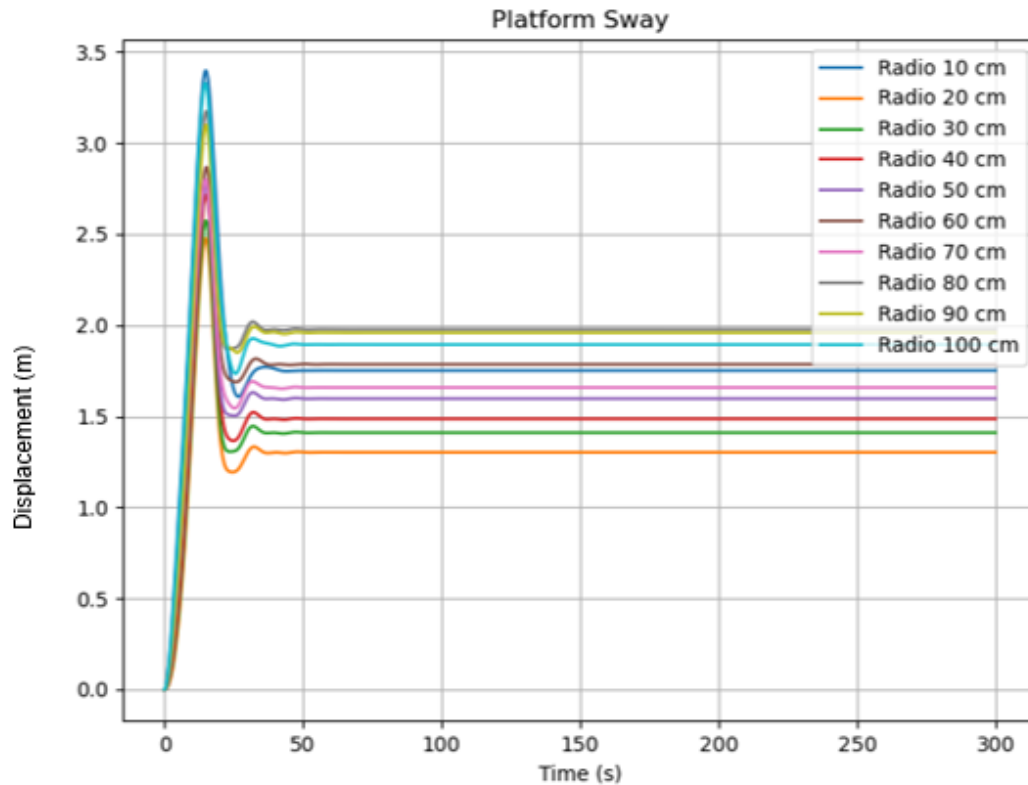


Figura 6-2. Sway medio para caso de estudio [Elaboración propia]

6.3.1.2. Surge

En la Figura 6-3 se representa, del mismo modo, el desplazamiento en dirección *surge* de la planta para distintos valores del radio de incertidumbre, desde 10 cm hasta 100 cm. A diferencia del comportamiento observado en la componente *sway*, la mediana en este caso se mantiene bastante estable, aunque la dispersión de los datos se mantiene en aumento en función del aumento del radio de incertidumbre. De nuevo se observa un ensanchamiento en las cajas y en los bigotes de estas, indicando una mayor variabilidad en la respuesta longitudinal. También en ambos casos aumenta el número de valores atípicos a medida que aumenta el radio de incertidumbre, reforzando así la idea de que es más difícil predecir la respuesta en dichas condiciones.

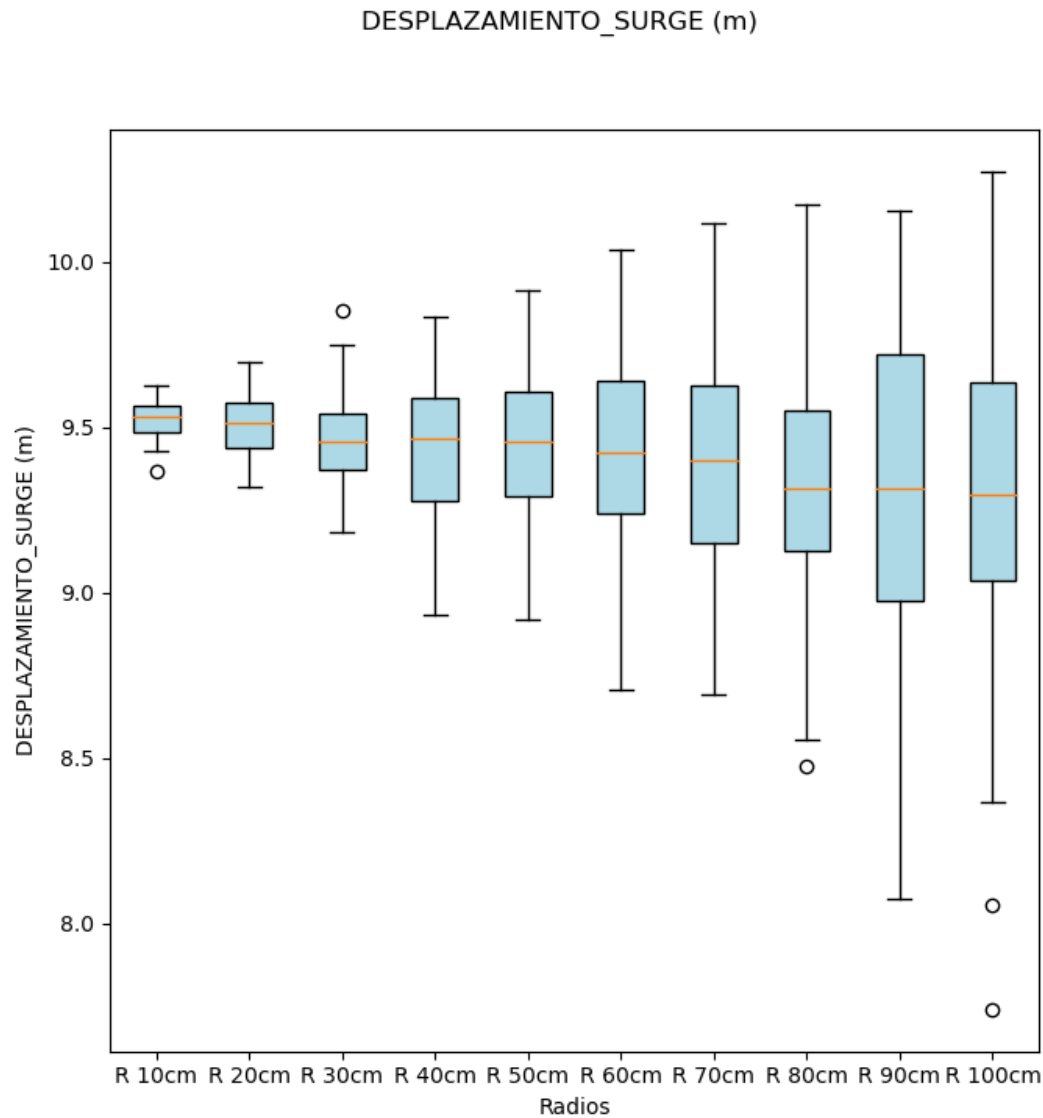


Figura 6-3. Evolución del Surge en función del radio de incertidumbre [Elaboración propia]

En este caso, la evolución del desplazamiento longitudinal, representado en la figura 6-4, refleja un comportamiento muy similar al observado en la dirección transversal (sway). De nuevo se genera una zona estática y se observa cómo el valor medio del desplazamiento aumenta progresivamente a medida que también lo hace la incertidumbre del radio. Este paralelismo refuerza la idea de que la variabilidad en la ubicación en los anclajes afecta de forma conjunta al movimiento global de la planta.

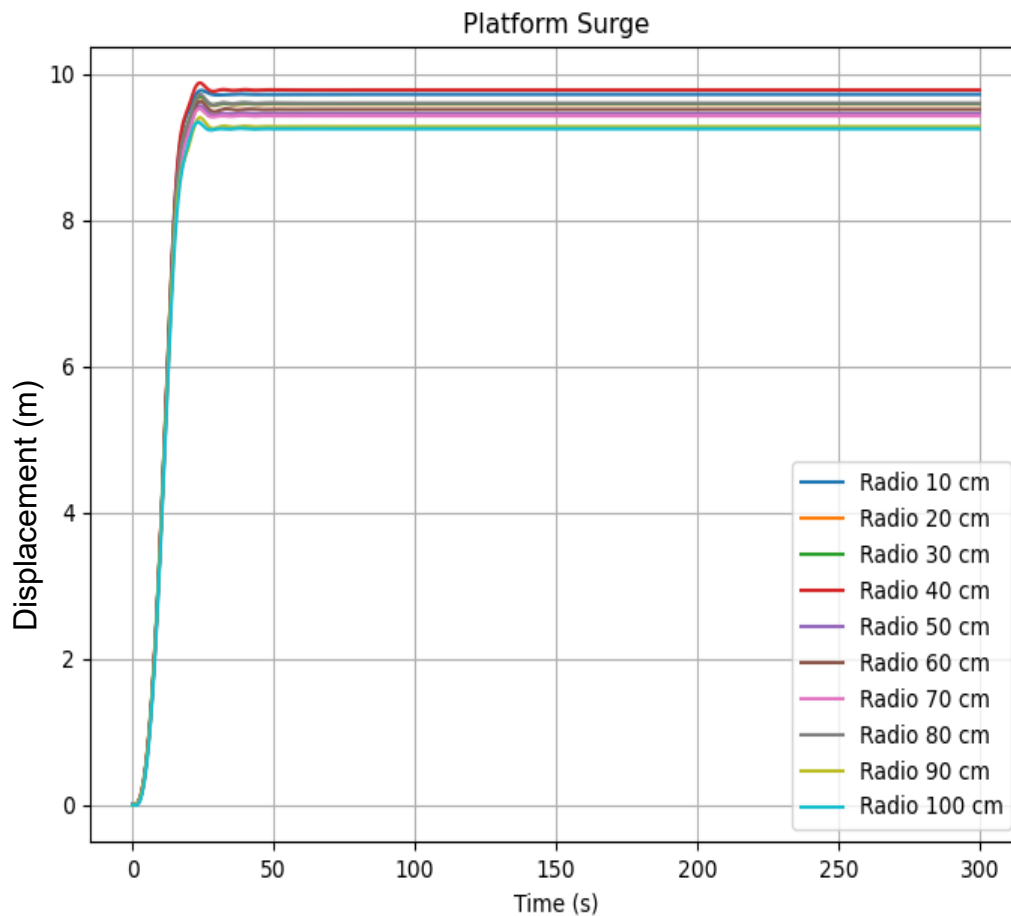


Figura 6-4. Surge medio para cada caso de estudio [Elaboración propia]

6.3.1.3. Yaw

En la figura 6-5 se representa el desplazamiento en yaw, es decir, la rotación horizontal de la planta flotante ante diferentes grados de incertidumbre en la posición de los anclajes. Aunque el valor medio de este movimiento se mantiene de forma considerablemente constante a lo largo de todos los casos analizados, se observa un claro incremento en la dispersión de los resultados conforme aumenta el radio de incertidumbre. Es decir, el sistema no gira más en promedio, pero sí lo hace con más variabilidad.

Este comportamiento puede deberse a la propia naturaleza del movimiento de yaw, muy influenciada por pequeñas asimetrías en la distribución de los esfuerzos. En contextos con mayores errores en la localización de los fondeos, es más probable que aparezcan desequilibrios que provoquen ligeras rotaciones, aunque no de forma sistemática. De ahí

que se mantenga la mediana, pero aumente la amplitud de la respuesta. Este fenómeno pone de manifiesto la sensibilidad del giro de la planta ante desviaciones aparentemente menores en el anclaje, lo cual podría ser relevante en condiciones reales de operación.

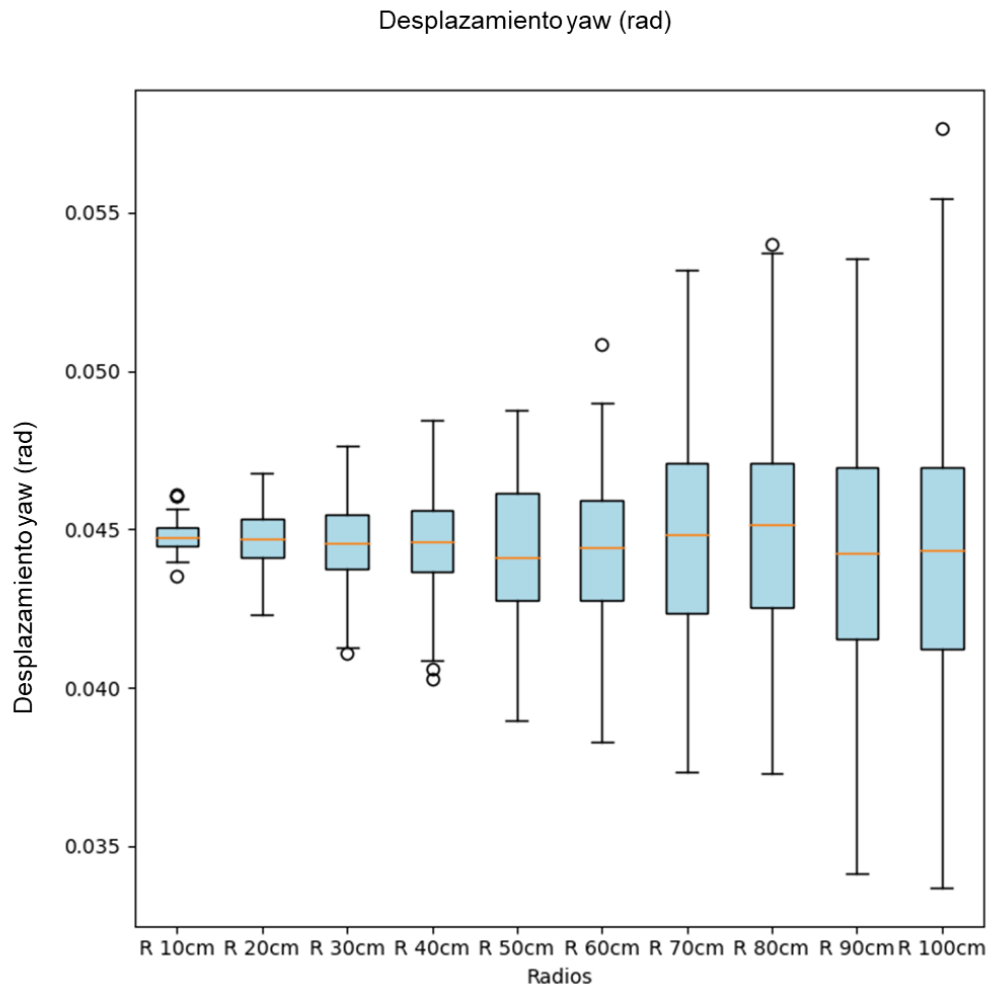


Figura 6-5. Evolución de yaw en función del radio de incertidumbre [Elaboración propia]

En la figura 6-6 muestra la evolución del desplazamiento en yaw, es decir, el giro de la plataforma flotante alrededor de su eje vertical. A diferencia de los dos casos estudiados anteriormente (sway y surge), el yaw no presenta una correlación lineal a medida que aumenta el radio de incertidumbre. Aunque sí que aparece una mayor desviación a medida que aumenta el radio, el valor medio estadístico del giro permanece inalterado. Desde el punto de vista de la eficiencia del proyecto este parámetro es esencial. Teniendo en cuenta que las plataformas se diseñan para mantener un ángulo óptimo de incisión de

la radiación solar, un escenario en el que la plataforma con un yaw alto podría generar grandes pérdidas que harían que el proyecto no fuera rentable. Este problema se agudizaría a medida que las dimensiones de la plataforma aumentasen, ya que se perdería el ángulo en un número mayor de paneles y la representación en términos generales de pérdidas sería, asimismo, mayor. Por tanto, controlar los desplazamientos en yaw no solo mejora la estabilidad estructural, sino que también contribuye directamente al rendimiento energético del sistema.

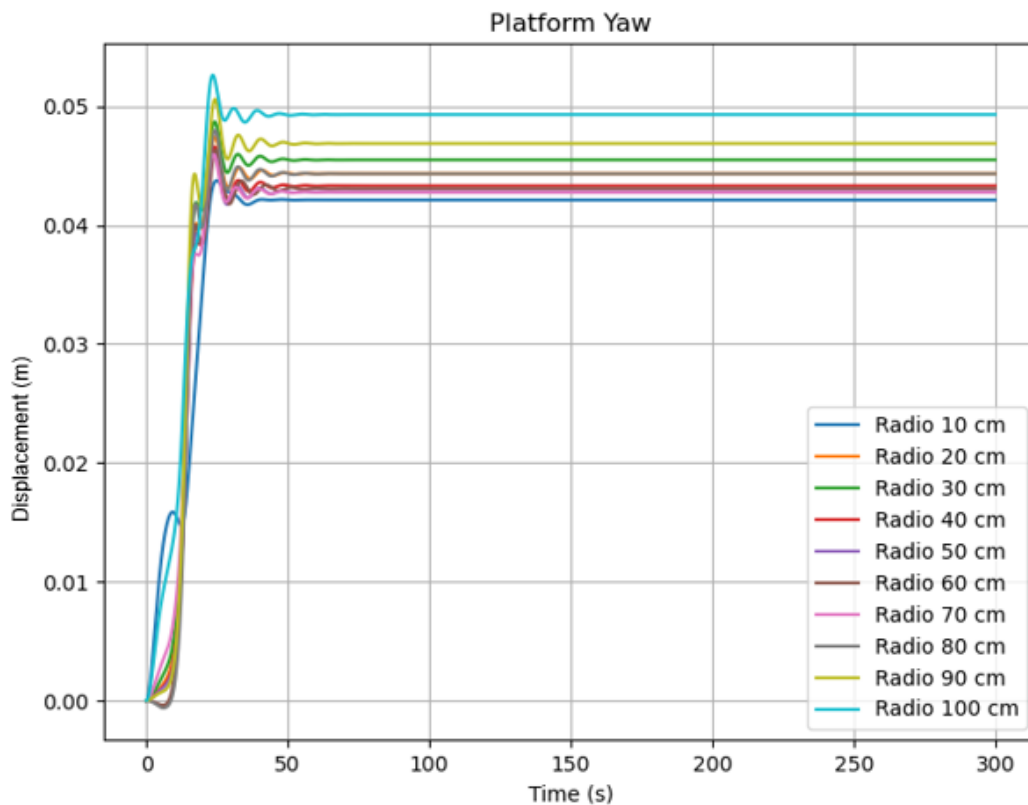


Figura 6-6. Yaw medio para cada caso de estudio [Elaboración propia]

6.3.2. Comportamiento mecánico

De cara a la evaluación de la respuesta mecánica en función de la incertidumbre en la disposición de los puntos de amarre, se ha decidido estudiar y comparar los dos escenarios de estudio extremos, los de radio de incertidumbre 10 cm y los de radio 1 m. Esto se debe a que, por una parte, se ha observado un comportamiento lineal entre las respuestas en el apartado anterior debido a la correlación entre el desplazamiento y la tensión sufrida por las líneas de fondeo, esperando de esta forma una respuesta semejante. Además, por otra parte, el análisis comparativo de 10 casos para los 26

amarres generaría un total de 260 comparaciones o casos de estudio, dificultando en gran medida la redacción y comprensión del análisis siguiente.

Para cada una de estas situaciones, se han analizado las fuerzas medias desarrolladas en cada línea a partir del resultado promedio de las 100 simulaciones para cada uno de los casos independientes. En las figuras 6-7 y 6-8 se pueden observar las respuestas mecánicas resultantes de la simulación en FEBOS para radios de incertidumbre de 10 cm y de 1 m respectivamente.

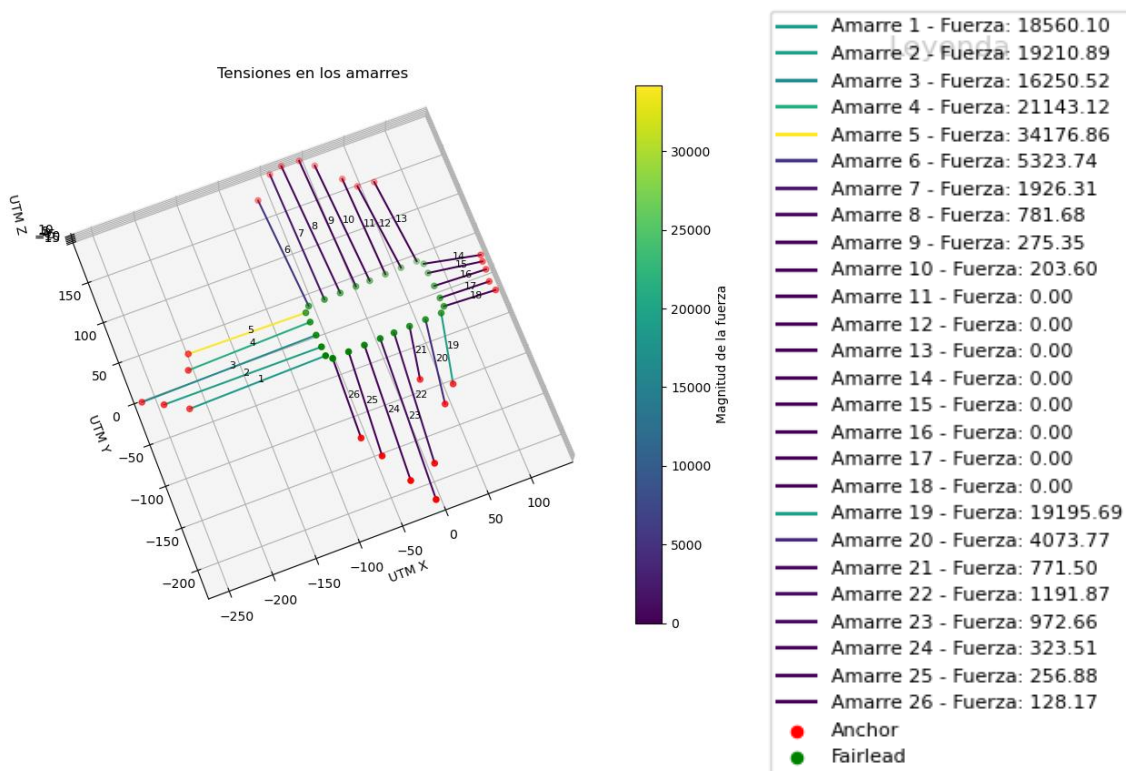


Figura 6-7. Respuesta mecánica del sistema para un radio de incertidumbre en la disposición de los anclajes de 10 cm [Elaboración propia]

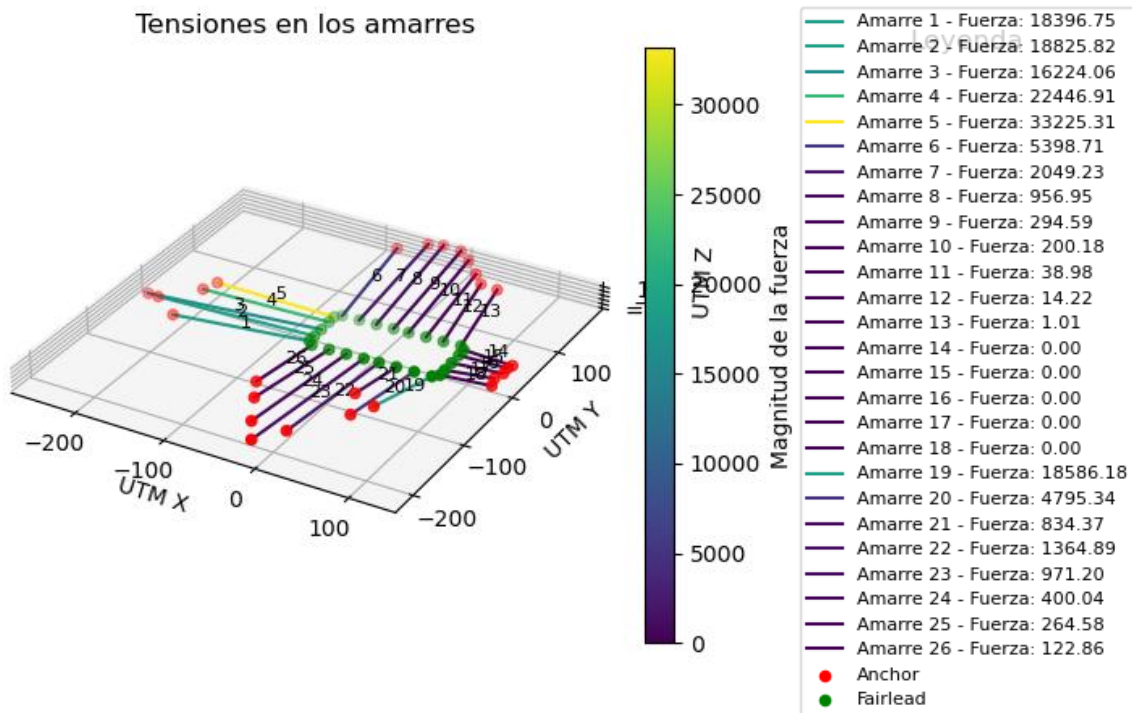


Figura 6-8. Respuesta mecánica del sistema para un radio de incertidumbre en la disposición de los anclajes de 1 m [Elaboración propia]

En ambas figuras se observa un comportamiento similar en cuanto a las tensiones soportadas por cada una de las líneas. Además, existen un número de amarres con tensiones prácticamente nulas que coincide, situadas en la zona opuesta a la superficie de la plataforma que recibe las fuerzas aplicadas. Este punto refuerza la idea de que el reparto del sistema no se ve afectado de manera representativa.

6.4. Análisis cuantitativo de resultados y sensibilidad ante la incertidumbre

El análisis llevado a cabo entre las respuestas dinámicas de los diferentes grados de libertad revela ciertas diferencias a medida que se aumenta el radio de incertidumbre en la disposición de la ubicación de los anclajes. Aunque en términos generales, los grados de libertad no presentan una desviación que pueda ser significativa para la respuesta global de la planta.

6.4.1. Análisis dinámico

6.4.1.1. Análisis cuantitativo en sway

Respecto al desplazamiento de la plataforma, se observa una correlación creciente entre el valor del radio y el desplazamiento final. Por una parte, el diagrama de cajas referido a sway, pasan de tener un valor aproximado de 1.3 m en el caso del radio de 10 cm, a 2.1 m en el radio de 1 m. Este incremento representa un 61.5% relativo, pero en términos absolutos es únicamente 0.8 m. Considerando que en dicha dirección la plataforma tiene una longitud de 66 metros este desplazamiento representa apenas un 3.18% del tamaño de la plataforma. Como se observa en la figura 6-9. se puede ajustar linealmente esta variación siguiente, siendo gobernado por la ecuación 6-1.

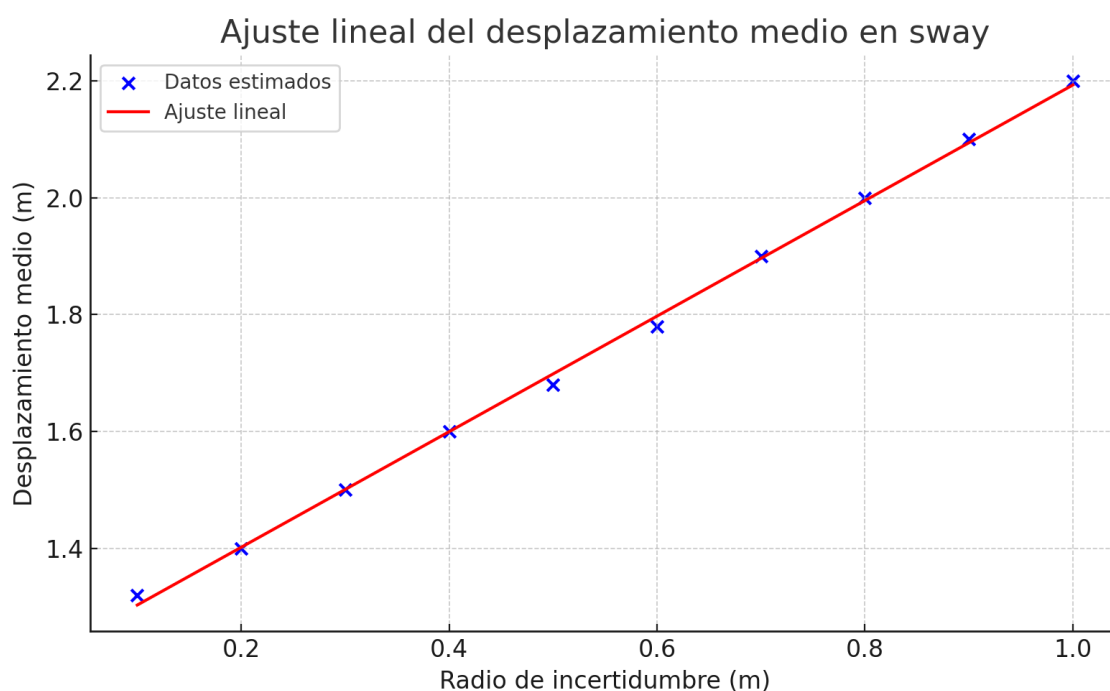


Figura 6-9. Ajuste lineal del desplazamiento medio en Sway [Elaboración propia]

$$\text{Variación del desplazamiento medio en sway (m)} \approx 0.989 \cdot R \approx R$$

$$\text{Ecuación 6-1. Variación del desplazamiento medio en sway (m)}$$

Lo que define que dicha variación en el desplazamiento en dicho grado de libertad es igual al radio de incertidumbre para el caso de estudio.

Con el fin de poder explorar con más detalle el comportamiento del sistema, más allá de la imagen que ofrecen las gráficas, se ha incluido la tabla 6-1 con varios indicadores

estadísticos clave. Esta recoge, para cada radio de incertidumbre, los valores estimados a partir de las 100 simulaciones realizadas en cada caso, centrándose específicamente en la variable de desplazamiento en dirección sway. Al disponer de esta información, es posible ir más allá de la simple observación de tendencias y valorar, basado en datos, la estabilidad y consistencia de los resultados obtenidos. Además, este tipo de análisis aporta una base cuantitativa que da respaldo a las conclusiones, permitiendo detectar posibles variaciones internas que, de otro modo, podrían pasar desapercibidas.

La tabla 6-1 permite apreciar con bastante claridad, y de manera estadísticamente fiable, cómo el desplazamiento en dirección sway tiende a aumentar conforme se incrementa el radio de incertidumbre. Por una parte, los intervalos de confianza al 95 % son bastante ajustados, lo que indica solidez en los valores obtenidos. El caso más amplio de este intervalo apenas refleja 11 centímetros, por lo que se considera que no existe una variabilidad excesiva entre simulaciones. Por otra parte, los errores estándar siempre se sitúan por debajo de los 3 cm. Además, existen un número mínimo de valores atípicos que no distorsionan el comportamiento general. Todo esto permite considerar que el modelo estadístico no solo ofrece resultados coherentes, sino que lo hace de manera razonablemente fiable y controlada. El conjunto de ideas obtenidas del análisis estadístico refuerza la confianza en las simulaciones obtenidas y, sobre todo, en las conclusiones extraídas de ellas.

Tabla 6-1. Resumen estadístico del comportamiento en sway según el radio de incertidumbre

Radio	Mediana (m)	Q1 (m)	Q3 (m)	IQR (m)	$\sigma \approx$ IQR/1.35 (m)	Error estándar (m)	IC 95 % aprox. (m)	Valores atípicos
10cm	1.31	1.29	1.33	0.04	0.030	0.0030	[1.304, 1.316]	0
20cm	1.39	1.35	1.44	0.09	0.067	0.0067	[1.377, 1.403]	1
30cm	1.48	1.44	1.53	0.09	0.067	0.0067	[1.467, 1.493]	0
40cm	1.60	1.52	1.68	0.16	0.119	0.0119	[1.577, 1.623]	0
50cm	1.65	1.54	1.76	0.22	0.163	0.0163	[1.618, 1.682]	0
60cm	1.75	1.63	1.88	0.25	0.185	0.0185	[1.714, 1.786]	0
70cm	1.85	1.72	1.96	0.24	0.178	0.0178	[1.815, 1.885]	1
80cm	1.98	1.82	2.14	0.32	0.237	0.0237	[1.934, 2.026]	0
90cm	2.05	1.90	2.20	0.30	0.222	0.0222	[2.007, 2.093]	2
100cm	2.10	1.92	2.30	0.38	0.281	0.0281	[2.045, 2.155]	1

6.4.1.2. Análisis cuantitativo en surge

Si se compara el surge, estos valores disminuyen de 9,55 m en el caso de 10 cm, a 9,32 m para 1 m de incertidumbre, con una diferencia absoluta de solo 0,23 m, lo que equivale a una variación porcentual relativa de 2,41%. Por tanto, aunque estadísticamente se identifica un decrecimiento relativo, su impacto físico en el sistema flotante continúa siendo mínimo. Del mismo modo, se ha llevado a cabo un ajuste lineal en la figura 6-10. y su correspondiente ecuación 6-2.

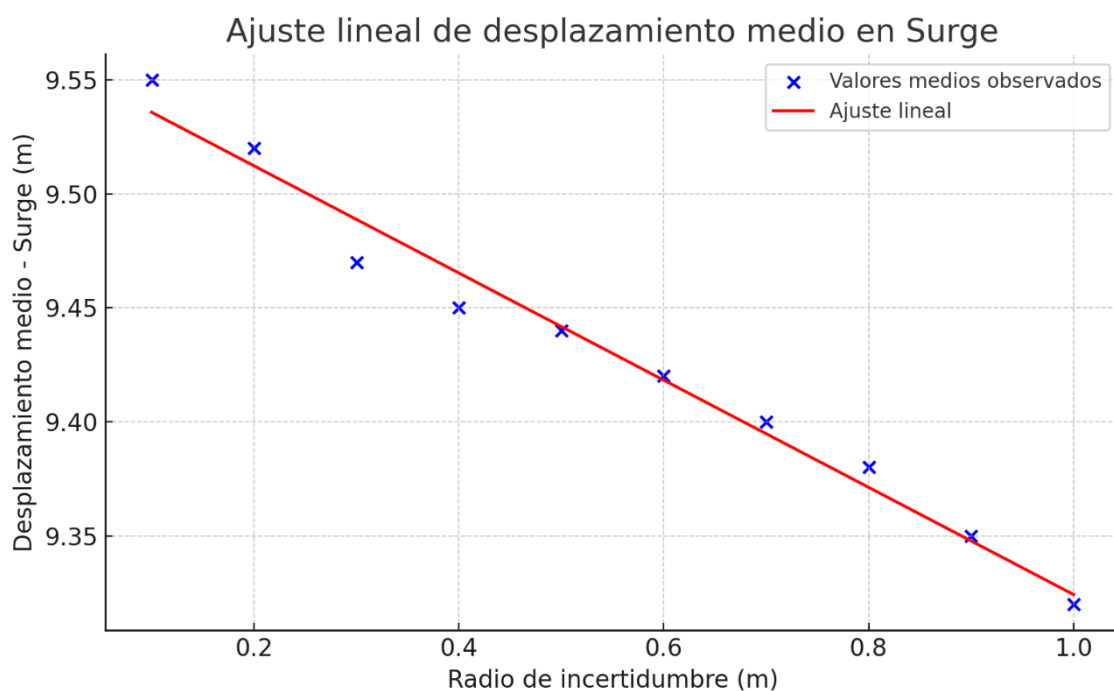


Figura 6-10. Ajuste lineal del desplazamiento medio en surge [Elaboración propia]

$$\text{Variación del desplazamiento medio en surge (m)} \approx -0.235 \cdot R$$

$$\text{Ecuación 6-2. Variación del desplazamiento medio en surge (m)}$$

En este caso se refleja una tendencia negativa al desplazamiento en dicho eje a medida que aumenta el radio de incertidumbre.

Estadísticamente, los resultados ofrecen una base sólida. Basándonos en los intervalos de confianza al 95 %, como se mencionaba anteriormente, estos se mantienen ajustados en todos los casos, incluso con niveles altos de incertidumbre. Esto representa que los valores medios continúan siendo muy representativos y, además, se apoya en que los errores

estándar no superan, en ningún caso, los 3 cm. En definitiva, los desplazamientos en surge no muestran grandes oscilaciones y el análisis transmite tranquilidad sobre el comportamiento general en dicha dirección.

De cara a analizar los valores atípicos, la presencia de estos es ligeramente más frecuente que en sway, pero se mantiene dentro del límite razonable. En algunos casos extremos aparecen aislados y sin alterar el patrón general.

En conjunto, los resultados se ajustan a lo que se esperaba desde el punto de vista físico y, además, lo hacen con un alto grado de fiabilidad.

Tabla 6-2. Resumen estadístico del comportamiento en surge según el radio de incertidumbre

Radio	Mediana (m)	Q1 (m)	Q3 (m)	IQR (m)	$\sigma \approx$ IQR/1.35 (m)	Error estándar (m)	IC 95 % aprox. (m)	Valores atípicos
10cm	1.31	1.29	1.33	0.04	0.030	0.0030	[1.304, 1.316]	0
20cm	1.39	1.35	1.44	0.09	0.067	0.0067	[1.377, 1.403]	1
30cm	1.48	1.44	1.53	0.09	0.067	0.0067	[1.467, 1.493]	0
40cm	1.60	1.52	1.68	0.16	0.119	0.0119	[1.577, 1.623]	0
50cm	1.65	1.54	1.76	0.22	0.163	0.0163	[1.618, 1.682]	0
60cm	1.75	1.63	1.88	0.25	0.185	0.0185	[1.714, 1.786]	0
70cm	1.85	1.72	1.96	0.24	0.178	0.0178	[1.815, 1.885]	1
80cm	1.98	1.82	2.14	0.32	0.237	0.0237	[1.934, 2.026]	0
90cm	2.05	1.90	2.20	0.30	0.222	0.0222	[2.007, 2.093]	2
100cm	2.10	1.92	2.30	0.38	0.281	0.0281	[2.045, 2.155]	1

Comparando la respuesta en ambos grados de libertad se observa una clara divergencia. Mientras que en *sway* el desplazamiento medio aumenta a razón del radio de incertidumbre, en *surge* dicho desplazamiento medio disminuye. Una de las respuestas que puede tener este fenómeno podría venir dada por la diferencia en el comportamiento mecánico de las líneas de amarre. Todas las líneas que controlan el desplazamiento en *sway* trabajan de manera elástica, sin activar el *bypass*, permitiendo de este modo absorber y redistribuir la carga de una manera equilibrada. Sin embargo, en *surge* existen líneas que trabajan rígidamente, activando el *bypass*. Esto genera que la redistribución sea mucho más limitada, ya que las líneas rígidas no pueden elongarse como lo hacen las elásticas. Además, a medida que aumenta el radio de incertidumbre, el posicionamiento de los anclajes de las líneas rígidas podría situarse en una posición más alejada de la plataforma y de este modo generar un desplazamiento menor a medida que aumenta el radio.

6.4.1.3. Análisis cuantitativo en yaw y repercusión en la generación eléctrica del sistema

Respecto al *yaw*, se confirma que el giro permanece prácticamente invariable, a pesar de que la dispersión aumenta en función que lo hace también el radio de incertidumbre. El análisis revela una variación prácticamente nula entre todos los casos de estudio.

A nivel estadístico, como se observa en la tabla 6-3., los resultados obtenidos ofrecen una respuesta coherente. Aunque los valores absolutos son muy pequeños, la constancia en las medianas y la estrechez de los intervalos de confianza denotan estabilidad. Además, aunque aumente el radio de incertidumbre, las oscilaciones de valores centrales se mantienen estables, reforzando así la idea del comportamiento medio.

Respecto a los errores estándar, al tener valores tan bajos, indica que las medidas calculadas son consistentes entre sí y muy fiables, incluso en los escenarios de mayor variabilidad. Ahora bien, respecto a valores atípicos, sí que se detecta una mayor presencia respecto al resto de variables. No obstante, el número continúa siendo moderado y no distorsiona la distribución general.

En conjunto, el análisis de la variable *yaw* respalda con claridad la validez del modelo y la solidez de las simulaciones. Los resultados se alinean con lo esperado desde el punto de vista físico, haciéndolo con una precisión que respalda las conclusiones extraídas.

En conjunto, el análisis estadístico en *yaw* respalda con claridad la validez del modelo y la solidez de las simulaciones realizadas. Los resultados no solo se alinean con lo esperado desde un punto de vista físico, sino que también lo hacen con una precisión que invita a confiar en las conclusiones extraídas.

Tabla 6-3. Resumen estadístico del comportamiento en yaw según el radio de incertidumbre

Radio	Mediana (rad)	Q1 (rad)	Q3 (rad)	IQR (rad)	$\sigma \approx$ IQR/1.35 (rad)	Error estándar (rad)	IC 95 % aprox. (rad)	Valores atípicos
10cm	0.045	0.044	0.046	0.002	0.0015	0.0002	[0.0446, 0.0454]	1
20cm	0.045	0.043	0.046	0.003	0.0022	0.0002	[0.0446, 0.0454]	1
30cm	0.045	0.043	0.046	0.003	0.0022	0.0002	[0.0446, 0.0454]	2
40cm	0.045	0.043	0.047	0.004	0.003	0.0003	[0.0444, 0.0456]	2
50cm	0.044	0.042	0.046	0.004	0.003	0.0003	[0.0434, 0.0446]	1
60cm	0.044	0.042	0.046	0.004	0.003	0.0003	[0.0434, 0.0446]	1
70cm	0.045	0.042	0.047	0.005	0.0037	0.0004	[0.0442, 0.0458]	1
80cm	0.045	0.042	0.047	0.005	0.0037	0.0004	[0.0442, 0.0458]	1
90cm	0.044	0.041	0.047	0.006	0.0044	0.0004	[0.0432, 0.0448]	2
100cm	0.044	0.041	0.047	0.006	0.0044	0.0004	[0.0432, 0.0448]	2

Para cuantificar lo que estos valores pueden suponer en términos de pérdida de eficiencia energética en el sistema, se ha evaluado dicho parámetro siguiendo la formulación propuesta por Ebert et al. (2005) [26]. En dicho trabajo se especifica que la energía directa recibida sigue la ecuación 6-3.

$$E_{direct,plane} = DNI \cdot \cos \theta_{AOI}$$

Ecuación 6-3. Energía recibida por el sistema fotovoltaico [26]

Donde:

- $E_{direct,plane}$ es la irradiancia directa sobre el plano del módulo.
- DNI es la irradiancia normal directa.
- $\cos \theta_{AOI}$ es el ángulo de incidencia entre el rayo solar y la normal al plano del módulo.

Para estudiar las pérdidas relativas se tomará como valor óptimo de incidencia solar el relativo al radio de 10 cm, por lo tanto, las pérdidas relativas generadas por el aumento en el radio de incertidumbre se cuantificarían según la ecuación 6-4.

$$Perdidas = 1 - \cos (\Delta\theta)$$

Ecuación 6-4. Ecuación general de pérdidas relativas en la generación eléctrica

Donde:

- $\Delta\theta = 2.81^\circ - 2.52^\circ = 0.29^\circ$.
- Convirtiéndolo a radianes $\Delta\theta_{rad} = 0.29^\circ \cdot \frac{\pi}{180} = 0.00506 \text{ rad}$
- $\cos(0.00506) \approx 0.9999872$

Siendo entonces la pérdida de:

$$Perdidas = 1 - 0.9999872 \approx 0.0000128 = 0.00128\% \approx 0.0013\%$$

Teniendo en cuenta que se está estudiando un régimen de condiciones medioambientales extremas y que, aun así, la magnitud y la pérdida porcentual es mínima, se puede

considerar que la pérdida de eficiencia energética en el caso de estudio es nula en cuanto al aumento en la incertidumbre de la disposición del sistema de anclaje.

En resumen, aunque la incertidumbre en el posicionamiento de los anclajes genera cierta variabilidad en la dinámica de la planta, no se genera un desplazamiento y giro de la plataforma que pueda considerarse crítico ni en cuanto a estabilidad, ni en cuanto a generación eléctrica. La robustez general del sistema queda demostrada frente a estas desviaciones, especialmente en lo que respecta a la estabilidad de orientación y alineación solar.

6.4.1.4. Pérdidas económicas generadas por la oscilación en yaw.

Para dar valor económico a las pérdidas generadas por la variación en yaw, sea utilizado la herramienta europea PVGIS5.3. Esta herramienta permite conocer la producción solar anual estimada en función de la localización, tecnología utilizada, orientaciones, pérdidas, etc.

En este caso se ha modelado la herramienta para cubrir el caso de estudio de la represa Urra I. En este contexto se han obtenido los siguientes resultados resumidos en la figura 6-11. Dentro de ellos se puede distinguir la cantidad de kW anuales que la planta es capaz de generar en las condiciones operativas reales, siendo 1944262.88 kWh.

Para calcular la pérdida económica que supone, primero ha de definirse el precio de la energía, el interés que aumenta anualmente y la vida útil. En primer lugar, según Global Petrol Prices [27] se encuentra en torno a 840.990 pesos colombianos por kWh, lo que viene siendo 0,18 euros por kWh. El resto de los valores tomaran una magnitud estándar dentro del campo, una vida útil de 25 años y un interés del 7%. Monetizando los valores de la siguiente manera.

- Vida útil: 25 años
- Producción anual: **1,944,262.88 kWh**
- Precio de venta: **0,18 €/kWh**
- Tipo de descuento (interés): **7 % anual**

1) Ingreso anual

$$\text{Ingreso Anual} = A = \text{Producción anual} \times \text{Precio de venta}$$

$$A = 1,944,262.88 \text{ kWh} \cdot 0,18 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = \mathbf{349.967,32 \text{ €}}$$

2) Ingreso acumulado “nominal” en 25 años (sin descontar)

$$\text{Ingreso Acumulado} = \text{Ingreso Anual} \cdot \text{vida útil} = A \cdot 25$$

$$\text{Ingreso Acumulado} = 349.967,32 \text{ €} \cdot 25 = \mathbf{8749182,96 \text{ €}}$$

3) Valor presente de los ingresos (descontado al 7 %)

$$PV = A \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} = 349967,32 \cdot \frac{1 - (1 + 0,07)^{-25}}{0,07} = \mathbf{4078373,25 \text{ €}}$$

Resumen de resultados

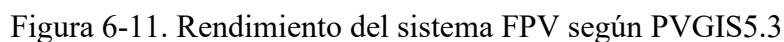
- Ingreso anual: $\approx 349.967 \text{ €}$
- Ingreso total (sin descontar): $\approx 8,749 \text{ M€}$
- Valor presente de ingresos (7 %): $\approx 4,078 \text{ M€}$

Ahora se definen los valores que se obtendrían teniendo en cuenta las pérdidas generadas por la oscilación en yaw. Únicamente ha de aplicarse el porcentaje obtenido en la ecuación 6-4 para cuantificar la deficiencia energética debido a dicho fenómeno.

Pérdida económica generada por la variación en yaw.

- Ingreso anual: $\approx 349.967 \text{ €} \times 0.000013 = \mathbf{4,55 \text{ €}}$
- Ingreso total (sin descontar): $\approx 8,749 \text{ M€} \times 0.000013 = \mathbf{113,74 \text{ €}}$
- Valor presente de ingresos (7 %): $\approx 4,078 \text{ M€} \times 0.000013 = \mathbf{53,01 \text{ €}}$

Los resultados obtenidos muestran que la pérdida económica asociada a la variación en yaw es prácticamente despreciable. Los valores calculados evidencian una reducción mínima de los ingresos a lo largo de la vida útil de la planta, lo que confirma que este fenómeno no representa un impacto relevante en la rentabilidad global del sistema fotovoltaico. En consecuencia, no resulta justificado destinar recursos adicionales al rediseño o la implementación de medidas específicas para mitigar este efecto. Desde un punto de vista técnico y económico, puede considerarse que la variación en yaw no es una variable crítica en la operación del proyecto.



6.4.2. Análisis mecánico

Para llevar a cabo un estudio más profundo de la respuesta mecánica, se ha decidido comparar y obtener porcentualmente las desviaciones de las tensiones en cada amarre en la tabla 6-4.

Tabla 6-4. Comparación entre las tensiones obtenidas entre los radios de incertidumbre de 10 cm y de 1 m. [Elaboración propia]

Amarre	Tensión R=10cm (N)	Tensión R=1 m (N)	Variación (%)
Amarre 1	18560.1	18396.75	-0.88
Amarre 2	19210.89	18825.82	-2
Amarre 3	16250.52	16224.06	-0.16
Amarre 4	21143.12	22446.91	6.17
Amarre 5	34176.86	33225.31	-2.78
Amarre 6	5323.74	5398.71	1.41
Amarre 7	1926.31	2049.23	6.38
Amarre 8	781.68	956.95	22.42
Amarre 9	275.35	294.59	6.99
Amarre 10	203.6	200.18	-1.68
Amarre 11	0	38.98	-
Amarre 12	0	14.22	-
Amarre 13	0	1.01	-
Amarre 14	0	0	0
Amarre 15	0	0	0
Amarre 16	0	0	0
Amarre 17	0	0	0
Amarre 18	0	0	0
Amarre 19	19195.69	18586.18	-3.18
Amarre 20	4073.77	4795.34	17.71
Amarre 21	771.5	834.37	8.15
Amarre 22	1191.87	1364.89	14.52
Amarre 23	972.66	971.2	-0.15
Amarre 24	323.51	400.04	23.66
Amarre 25	256.88	264.58	3
Amarre 26	128.17	122.86	-4.14

Dicha comparación porcentual revela que, si bien existe una variabilidad en los esfuerzos soportados por los amarres, esta no es lo suficientemente significativa como para entender un cambio estructural crítico.

En ambos casos los amarres más solicitados coinciden, especialmente los amarres del 1 al 5 y el 19, teniendo entre ambos casos de estudio unos porcentajes mínimos de variabilidad.

Por ejemplo, el amarre 5 soporta 34.176 N en el caso de 10 cm y 33.225 N para 1 m, lo que representa una disminución de apenas un 2,8 %. Del mismo modo, el amarre número 4 soporta unas tensiones de 21.143 N a 22.446 N, entre los casos de 10 cm y 1 m respectivamente, representando un 6,2 % más. Estas pequeñas variabilidades porcentuales se encuentran dentro de un rango moderado por lo que, a priori, no afectarían al patrón general de cargas. En cambio, sí que existen amarres con diferencias porcentuales altas, como el amarre 8, que varía entre 781.68 N y 956.95 N, siendo esta diferencia del 22,42%, o los amarres 20 y 24 que lo hacen en un 17,71% y 23,66% respectivamente. Sin embargo, tras analizar en detalle las magnitudes de las tensiones soportadas por dichas líneas de amarre, estas son significativamente pequeñas en comparación a la tensión del resto de líneas que están trabajando y de ahí su alta variabilidad porcentual. Esta variación no representaría, en ningún caso, una situación comprometida que acercase a las líneas al ELU (Estado Límite Último, valores en tabla 6-5). Esto refuerza la afirmación de que las tensiones no se ven incrementadas de una manera representativa ni generarían, a priori, una desestabilización en la estabilidad de la planta flotante.

Ha de destacarse que ciertas líneas de fondeo superan o están cerca de los límites de ruptura de sus materiales. Concretamente las tensiones de ruptura de cada elemento (cuerda, Seaflex y bypass) vienen definidas en la siguiente tabla 6-5. Este escenario no es objeto de estudio dentro del marco en el que se desarrollara el trabajo, por ello simplemente, se comenta que dichas líneas han de sustituirse por otras del mismo material, pero con una sección superior que soporte las tensiones límite calculadas con cierto margen de seguridad.

Tabla 6-5. Tensiones finales de los elementos del sistema de amarre de la plataforma

Elemento	Tensión de ruptura (kN)
Cuerda	20
Seaflex	9.8
Bypass	150

En condiciones extremas, cuando las tensiones superan los umbrales máximos admisibles por los elementos de fondeo, algunas líneas podrían llegar a romperse, generando una redistribución de cargas entre los amarres restantes. Este fenómeno, aunque estructuralmente relevante, no se contempla en el presente estudio. No obstante, dicha situación podría resolverse fácilmente mediante el sobredimensionamiento selectivo de los componentes más solicitados, por ejemplo, aumentando el diámetro de las líneas en los puntos críticos para garantizar su integridad estructural incluso bajo escenarios de carga severa.

En resumen, el análisis mecánico cuantitativo llevado a cabo indica que la influencia del radio de incertidumbre en la posición del anclaje es leve y no implica cambios significativos en el sistema. Aunque sí es cierto que pueda existir una ligera redistribución, el comportamiento mecánico global se mantiene prácticamente inalterado. Por tanto, desde el punto de vista estructural, el sistema presenta una buena tolerancia ante desviaciones moderadas y ajustadas a las desviaciones empíricas.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones principales

Respuesta dinámica.

- Los valores medios de desplazamiento en surge y sway varían al incrementarse el radio de incertidumbre.
- La desviación en surge, sway y yaw crece conforme aumenta el radio de incertidumbre.
- El valor medio de yaw permanece prácticamente inalterado en todos los casos de estudio.
- A mayor radio de incertidumbre, aumentan los valores atípicos en surge y sway, pero no en yaw; sin embargo, estas desviaciones no son excesivas y no representan un problema a priori.
- En condiciones de comportamiento elástico del sistema de amarre, el desplazamiento medio en la dirección correspondiente tiende a incrementarse proporcionalmente al radio de incertidumbre.
- Cuando las líneas de amarre operan en régimen rígido debido a la activación del bypass, el desplazamiento medio en esa dirección presenta una tendencia decreciente, reduciéndose aproximadamente un 25 % por cada metro de radio de incertidumbre.

Respuesta mecánica.

- Las líneas de amarre más solicitadas son las mismas en todos los escenarios y coinciden con la dirección de la fuerza resultante aplicada.
- A medida que se reduce la longitud de la línea de amarre se incrementa la tensión soportada en dicha línea.
- Las tensiones medias de los amarres se mantienen estables a pesar del aumento en el radio de incertidumbre.
- A medida que aumenta el radio de incertidumbre se aprecia una ligera redistribución de cargas, aunque sin impacto relevante.
- Las mayores variaciones porcentuales aparecen en los amarres menos solicitados. Esto se debe a que las pequeñas diferencias absolutas generan mayores cambios relativos.

Eficiencia energética

- La plataforma mantiene una orientación estable incluso con incertidumbre elevada.
- La pérdida energética derivada del giro es despreciable, inferior al 0,0013 %.
- Las pérdidas económicas generadas por el giro son inapreciables, no representando así una variable crítica de diseño.

7.2. Recomendaciones técnicas para futuros diseños

A raíz de los análisis realizados y las conclusiones obtenidas, es posible extraer una serie de observaciones y recomendaciones prácticas que pueden ser útiles para futuros proyectos. Ha de destacarse que las recomendaciones se orientan a proyectos similares de plantas fotovoltaicas flotantes en embalses. Las siguientes consideraciones se han obtenido a partir del comportamiento observado tras las simulaciones a lo largo del presente trabajo.

Recomendaciones:

- **Tolerancia al posicionamiento de anclajes:**

Los radios de incertidumbre que utilizan las tecnologías convencionales para el posicionamiento de los anclajes no suponen alteraciones relevantes en la estabilidad de la planta. Por lo tanto, no es necesario invertir recursos excesivos en dicha área del proyecto.

- **Relación entre la longitud de las líneas y la carga transmitida:**

En futuros diseños conviene tener en cuenta que las líneas de mayor longitud tienden a soportar menos carga que las de menor longitud vecinas. Esto puede aprovecharse como una estrategia de diseño para repartir mejor los esfuerzos y descargar aquellas líneas que, de otro modo, podrían verse más exigidas.

- **Influencia del régimen de trabajo del sistema de amarre:**

Las líneas de amarre que trabajan en régimen elástico tienden a aumentar su desplazamiento medio a medida que se amplía el radio de incertidumbre, mientras

que las que trabajan en régimen rígido tienden a disminuirlo. Esta diferencia debe tenerse en cuenta a la hora de dimensionar los márgenes de seguridad perimetral.

- **Giro de la plataforma:**

Aunque se han denotado ligeros giros, se ha demostrado que su relevancia en la generación eléctrica es mínima, por lo cual los sistemas no han de sobredimensionarse para combatir esta variación angular.

- **Validación estadística como parte del diseño:**

Realizar simulaciones previas con herramientas avanzadas como FEBOS resulta especialmente útil para fundamentar los diseños con criterios técnicos sólidos. Esto permite evitar el uso de métodos tradicionales más complejos y elimina la necesidad de aplicar márgenes de seguridad excesivos que, en muchos casos, solo incrementan el coste del proyecto sin aportar beneficios reales.

7.3. Líneas futuras de investigación

A lo largo de este trabajo se ha intentado dar respuesta a los objetivos que nos planteamos al inicio. Y, aunque se han logrado avances importantes, la verdad es que el camino ha ido revelando nuevas preguntas que no se han abordado en el marco de este estudio. Este proyecto se ha centrado en el análisis de un caso concreto, con sus particularidades y limitaciones. Y eso, aunque aporta valor, también condiciona el alcance del conocimiento que se puede obtener. Dadas las restricciones del trabajo y la generalidad del caso, capturar toda la complejidad del fenómeno es una labor que requiere diferentes medios, si bien, este trabajo constituye una puerta abierta hacia el mayor conocimiento del sistema. Por eso, a continuación, se plantean algunas líneas de investigación que podrían ayudar a seguir avanzando en la comprensión de este tipo de sistemas.

Entre las líneas más destacables se encuentran:

- **Estudio del comportamiento en otras ubicaciones y condiciones ambientales:**

Sería de gran interés analizar cómo afecta la incertidumbre geométrica en ubicaciones sometidas a condiciones más exigentes, como zonas costeras con oleaje, corrientes o mareas significativas, donde las sollicitaciones dinámicas son mayores. De este modo se aumentaría la superficie global para poder instalar la tecnología FPV.

- **Análisis en plantas de mayor escala o geometría distinta:**

Evaluar si para diferentes disposiciones geométricas del sistema de anclaje se valida la misma robustez del sistema.

- **Influencia de la profundidad:**

Investigar sobre el comportamiento del sistema de fondeo en emplazamientos con una profundidad mayor y evaluar si la respuesta es función de dicha profundidad.

- **Optimización estructural frente a incertidumbre:**

El desarrollo de metodologías de optimización que consideren directamente la variabilidad en la instalación podría dar lugar a diseños más eficientes, manteniendo la seguridad estructural con un uso minimizado de materiales.

- **Gemelo digital:**

Incorporar sistemas que midan y controlen en tiempo real cómo se comporta la planta se erigiría como un gran paso. Así, se podrían recoger una mayor variabilidad y número de datos reales de forma continua, entender mejor su funcionamiento y, sobre todo, adelantarse a posibles problemas.

- **Validación experimental:**

Implementar sistemas de medición que permitan contrastar los resultados numéricos con los datos reales, reforzando la validez del enfoque estadístico empleado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] LIU, Haohui, et al. Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2018, vol. 26, no 12, p. 957-967.
- [2] World Bank Group, ESMAP and SERIS. 2019. *Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners*. Washington, DC: World Bank.
- [3] IRENA (2021), *Offshore renewables: An action agenda for deployment*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [4] PRABAKAR, Karthick; COLLET, Alex; HOTCHKISS, Erin; CUTLER, Dylan. Understanding line losses and transformer losses in rural isolated distribution systems. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024. [Consulta: 6 jul. 2025].
- [5] CHUNDURI, Sreekumar. Global FPV Market Developments. TaiyangNews, 2024 [consulta: 2 de febrero de 2025]. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/global-FPV-market-developments>
- [6] IEA PVPS. IEA PVPS Floating PV Task 13 Report 2025. TaiyangNews, 27 junio 2025. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/iea-pvps-floating-pv-2025-task-13-report> [Consulta: 6 de julio de 2025].
- [7] S&P Global Commodity Insights. Global FPV Market Developments. TaiyangNews, junio de 2023. Disponible en: <https://taiyangnews.info/technology/global-FPV-market-developments> [Consulta: 15 de marzo de 2024].
- [8] Juch, N. and Rogoll, M. (2019), “Floating photovoltaics – is floating solar new trend?” Roedl, www.roedl.com/insights/renewable-energy/2019-02/floating-photovoltaics [Consulta: 6 de agosto de 2022]
- [9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). All afloat: benefits and challenges of floating solar systems. *New Energy World*, 10 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://knowledge.energyinst.org/new-energy-world/article?id=138493>. [Consulta: 16 de abril de 2025].

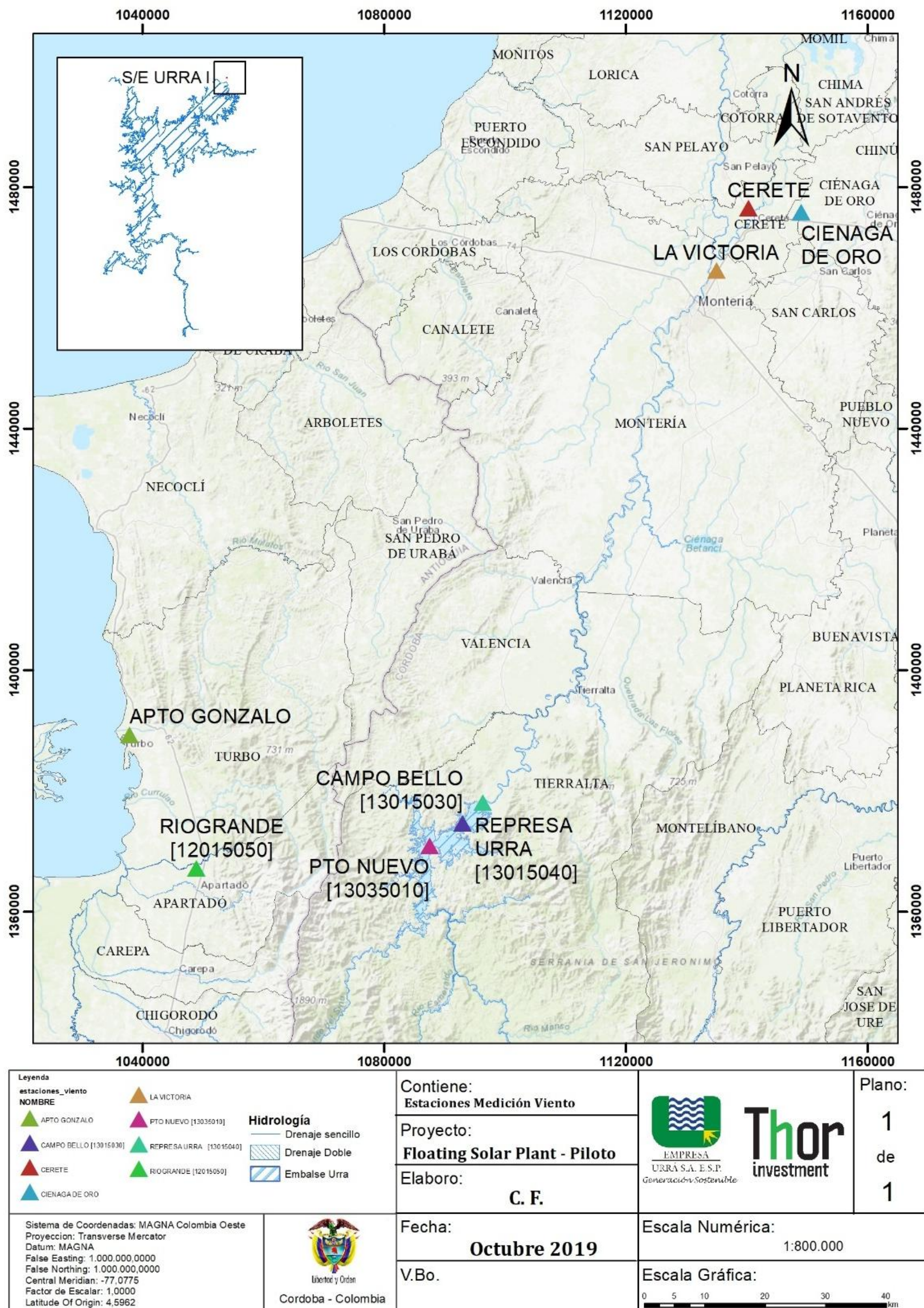
- [10] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Abu Dhabi: IRENA, 2019. [Consulta: 6 de julio de 2025].
- [11] World Bank Group, ESMAP and SERIS. 2019. Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. Washington, DC: World Bank.
- [12] Bellini, E. (2020). The weekend read: Don't throw caution to the wind. PV Magazine. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2020/02/22/the-weekend-read-dont-throw-caution-to-the-wind> [Consulta: 21 noviembre 2024].
- [13] TaiyangNews. (2020). Floating PV installation in Taiwan damaged by storm. TaiyangNews. Disponible en: <https://taiyangnews.info> [Consulta: 1 febrero 2023].
- [14] Hangzhou Hongcheng. (2019). Anhui Huainan 150 MW Surface Floating Photovoltaic Project Connected to the Grid. [Consulta: 6 julio 2025].
- [15] Xu, J., Liu, X., Chen, Y., et al. (2025). Comparison of mooring systems for floating PV in varying water levels using OrcaFlex. Journal of Marine Engineering and Technology. <https://link.springer.com/article/10.1007/s13344-024-0083-1>
- [16] Tang, C., Chen, M., Wang, R., et al. (2024). Dynamic analysis of multi-module floating photovoltaic platforms with composite mooring system by considering tidal variation and platform configuration. Journal of Marine Science and Engineering, 12(3), 402. <https://www.mdpi.com/2077-1312/13/5/930> [Consulta: 17 julio 2025].
- [17] Shi, H., Zhang, D., & Lin, S. (2025). Numerical modeling of mooring tension and platform drift for offshore floating PV systems under wave-current interaction. Ocean Engineering, 289, 117675. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801824001234>
- [18] Lee, H., Zhang, Y., & Han, S. (2024). Hierarchical optimization design for mooring layout in floating PV using genetic algorithms and kriging models. Renewable Energy, 222, 119-132. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.01.055>
- [19] Lee, J.-H., Paik, K.-J., Lee, S.-H., Hwangbo, J., & Ha, T.-H. (2022). Experimental and Numerical Study on the Motion and Load Characteristics of a Floating Solar Farm under Regular Waves. Journal of Marine Science and Engineering, 10(5), 565. <https://doi.org/10.3390/jmse10050565>

- [20] Trapani, K. & Millar, D. (2014). The thin film flexible floating PV (T3F-PV) array: The concept and development of the prototype. *Renewable Energy*, 71, 43–50. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.010>
- [21] SPECHT, M., KUTZNER, D., ENSSLEN, F., SCHMIDT, A. y PRELLWITZ, J., 2023. A Comprehensive Framework for Automated Floating PV Plant Modeling and Layout Optimization Based on Remote Sensing and GIS. *Remote Sensing*, 15(1), 10. [Consultado el 31 de julio de 2025]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2072-4292/15/1/10>
- [22] Trapani, K., & Millar, D. L.] (2013). "Floating photovoltaic arrays: A review of benefits and challenges". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 497–506.
- [23] Marino, E., et al. (2020). Simplified hydrodynamic modeling of large floating structures for renewable energy applications. *Ocean Engineering*, 213, 107585.
- [24] COMITÉ EUROPEO DE NORMALIZACIÓN. Eurocode 1: Actions on structures – Part 1-4: General actions – Wind actions (EN 1991-1-4). Brussels: CEN, 2005.
- [25] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION; WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION. Meteorology – Ground-based remote sensing of precipitation – Part 1: Instruments and measurement methods. ISO 19926-1:2018. Geneva: ISO/WMO, 2018.
- [26] Ebert, M., Stascheit, H., Hädrich, I., & Eitner, U. (2014). *The impact of angular dependent loss measurement on PV module energy yield prediction*. Presented at the 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 22–26 September, Amsterdam, Netherlands. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems
- [27] GlobalPetrolPrices. 2025. *Colombia electricity prices, December 2024*. Disponible en: GlobalPetrolPrices.com [Acceso 15 de agosto de 2025]

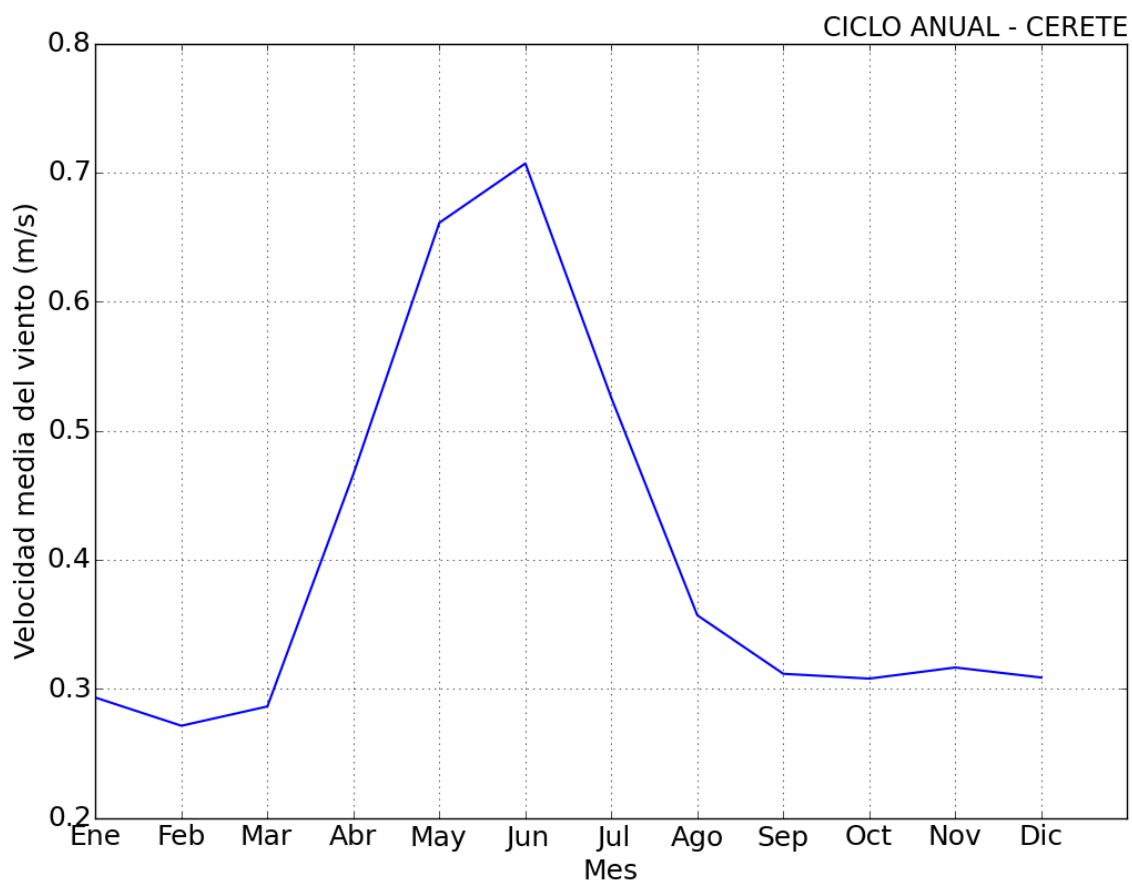
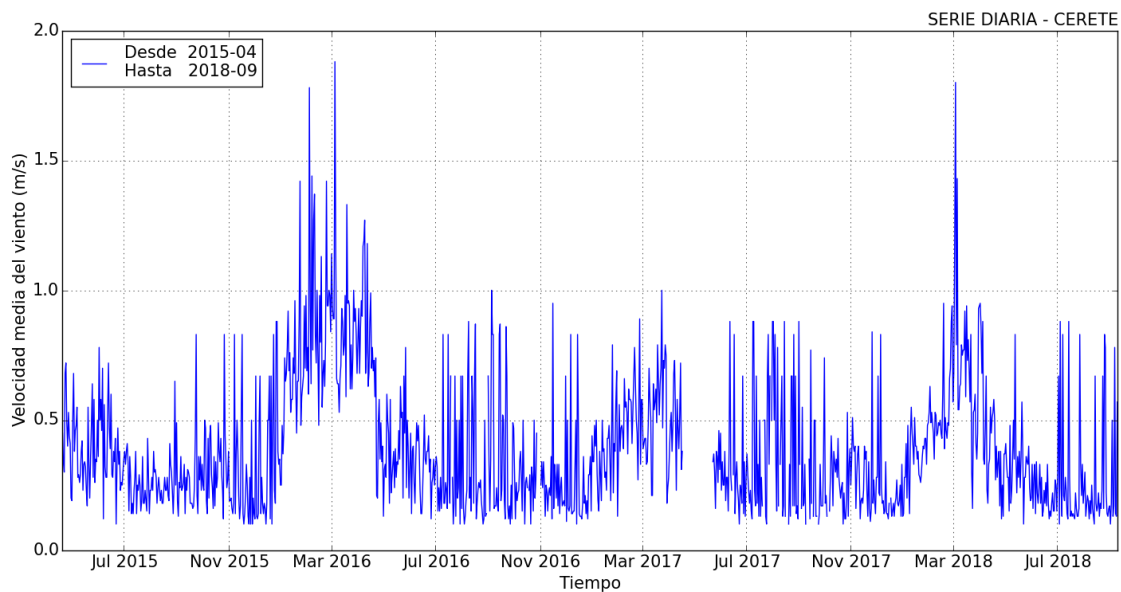
Documento 2:

Anexo A: Estudio de viento.

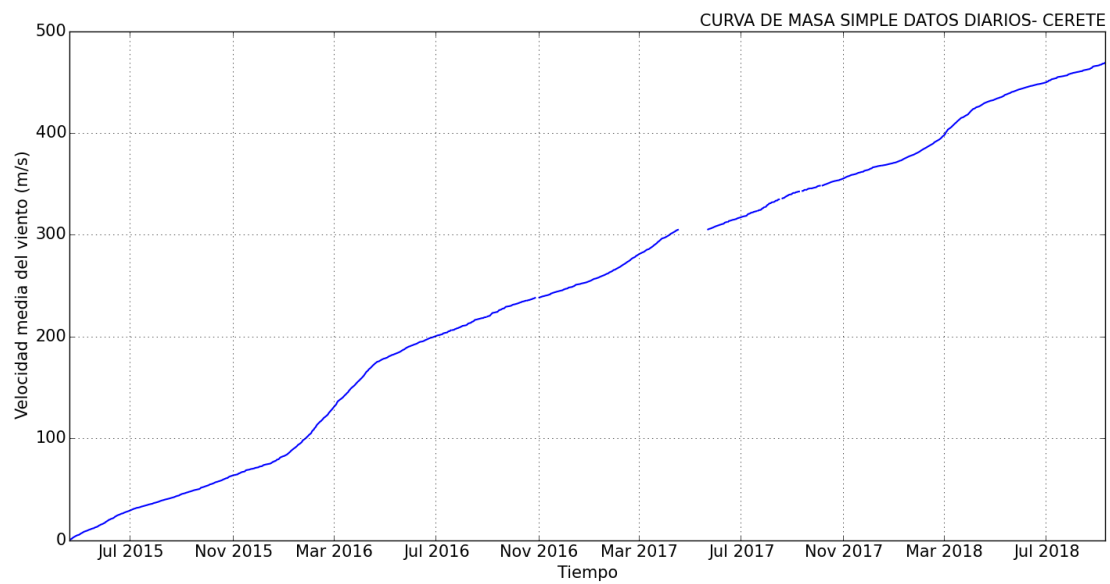
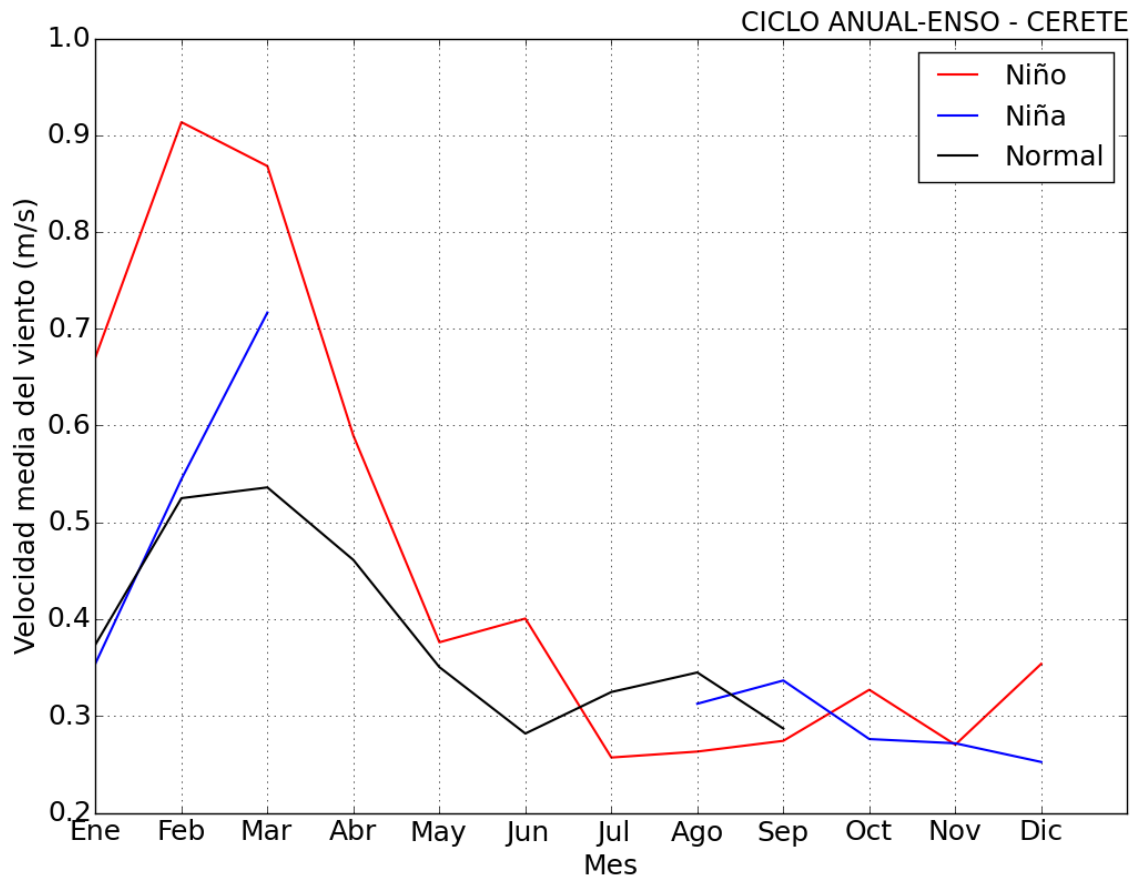
Estaciones meteorológicas cercanas al emplazamiento de la plataforma en el embalse Urrá I, Colombia



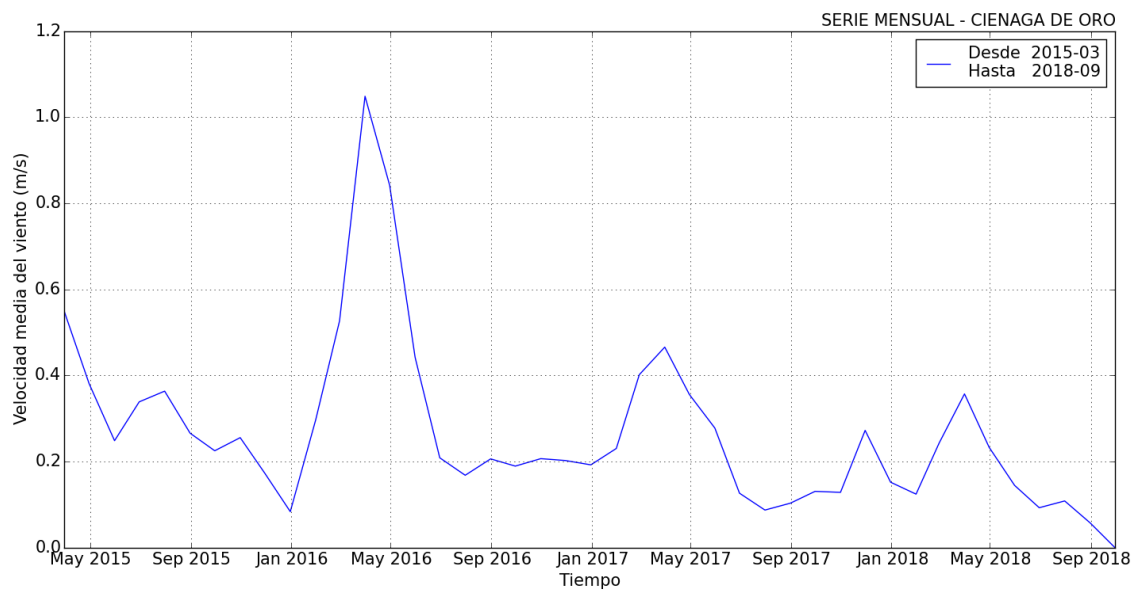
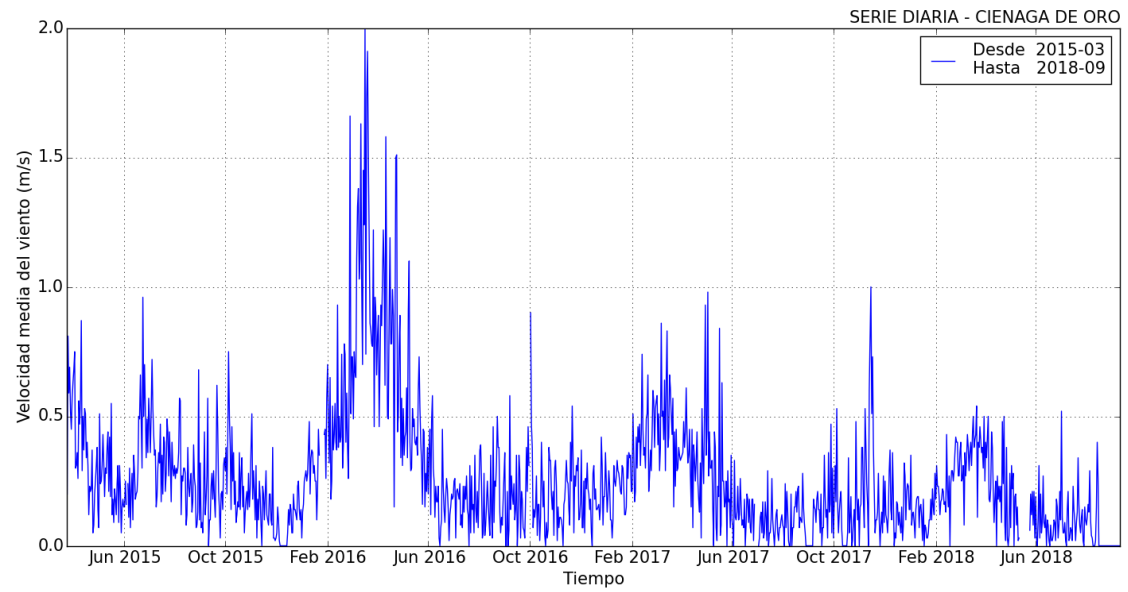
Gráficos de viento en Cerete.



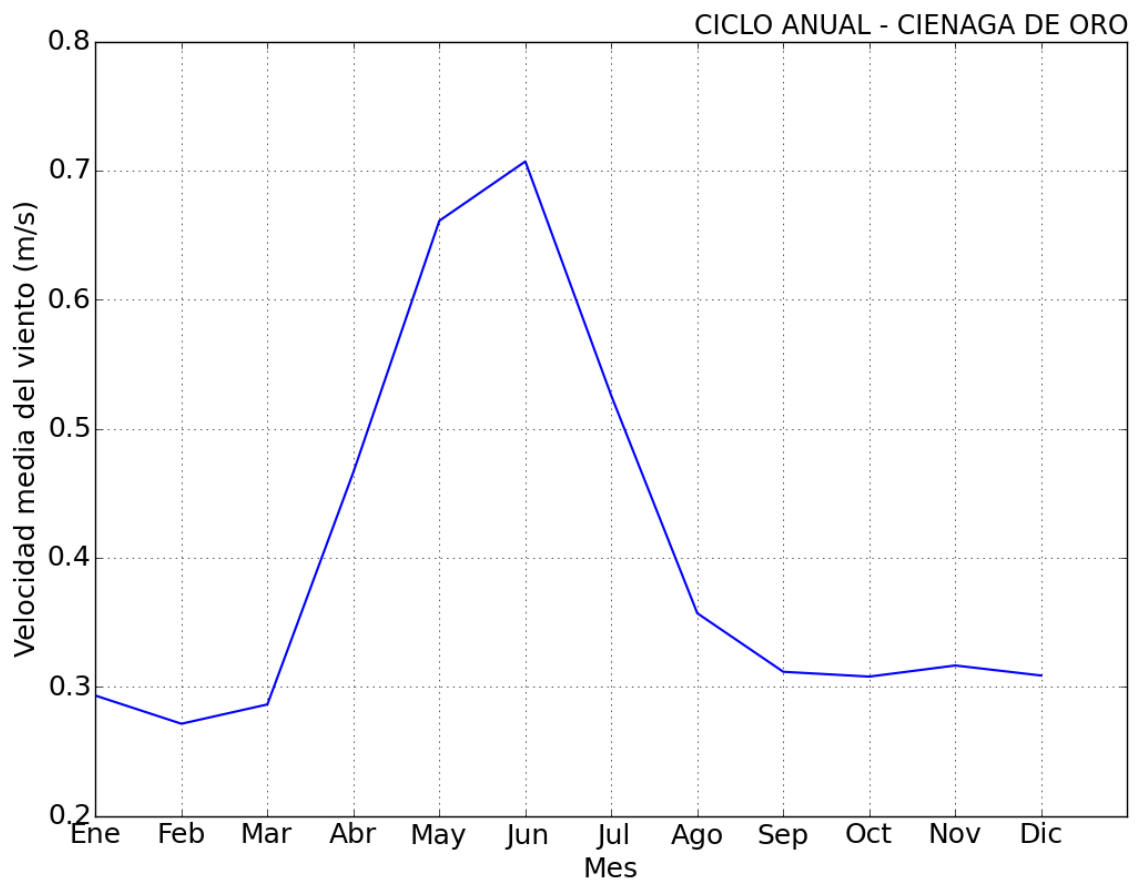
Gráficos de viento en Cerete.

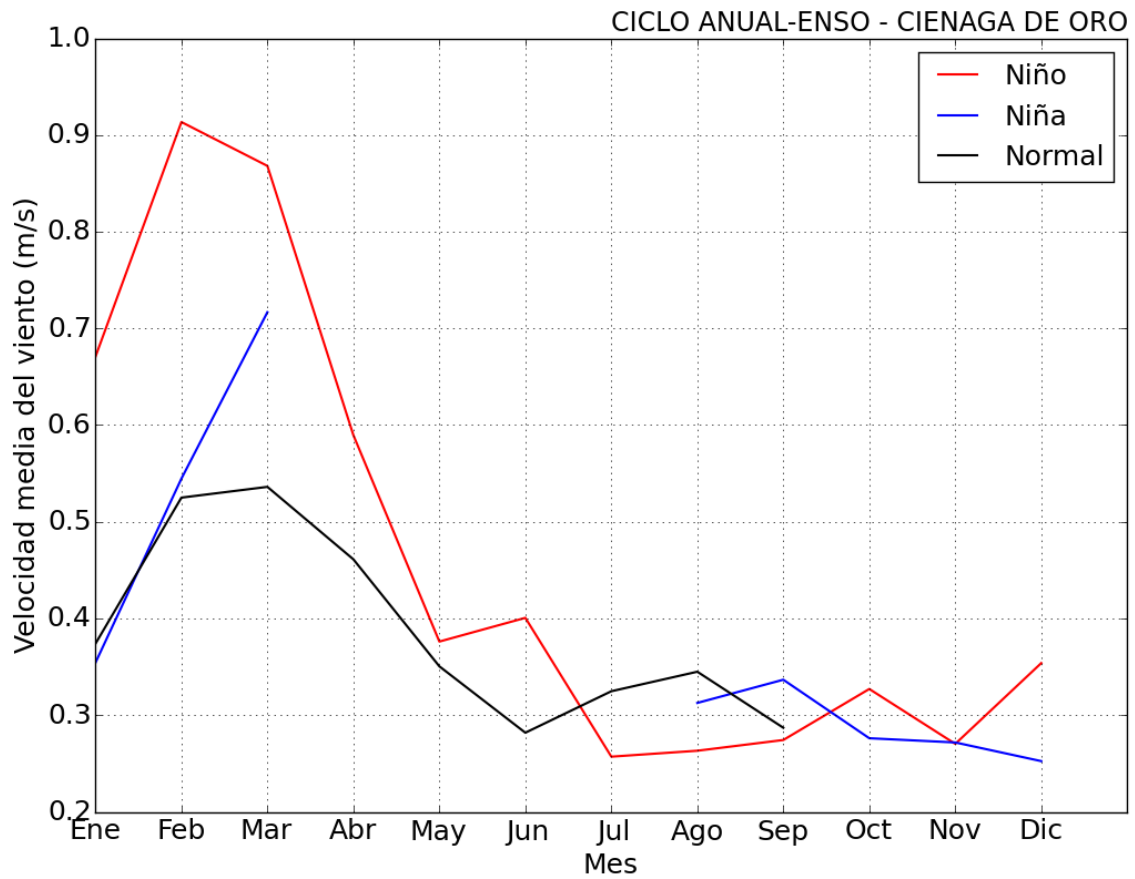


Gráficos de viento en Ciénega de oro.

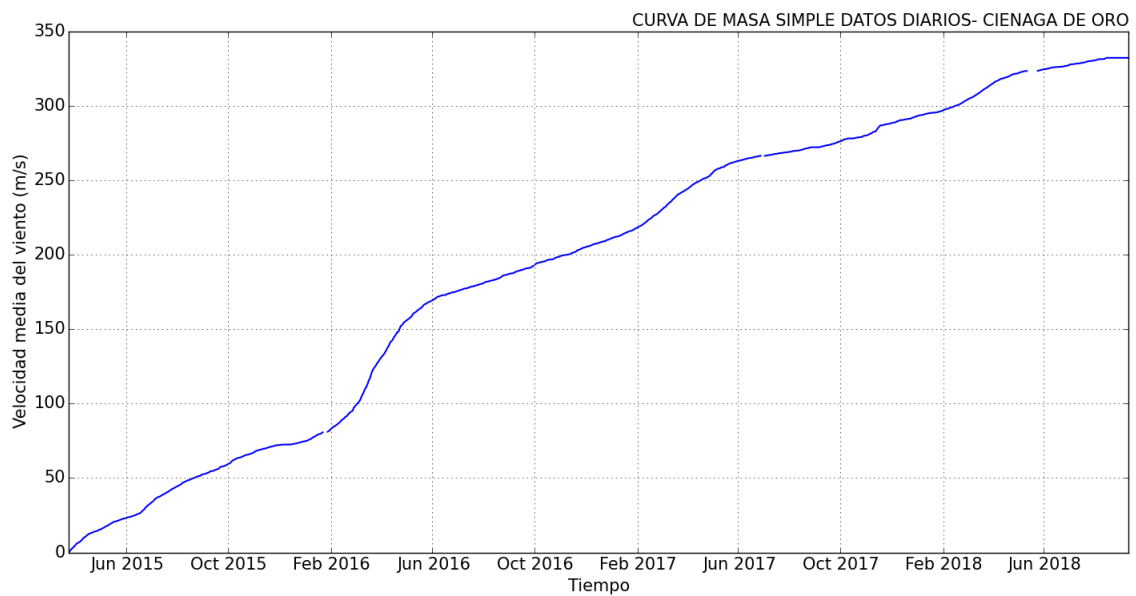


Gráficos de viento en Ciénaga de oro.

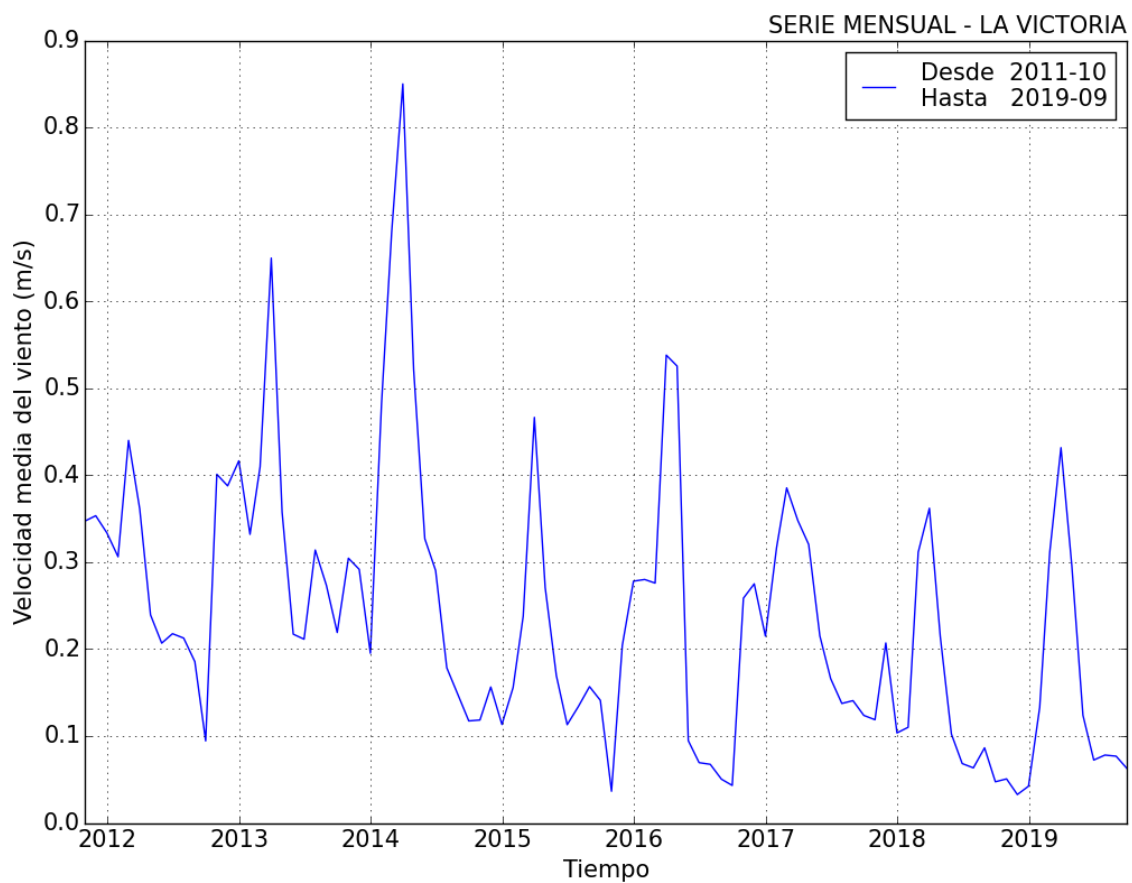
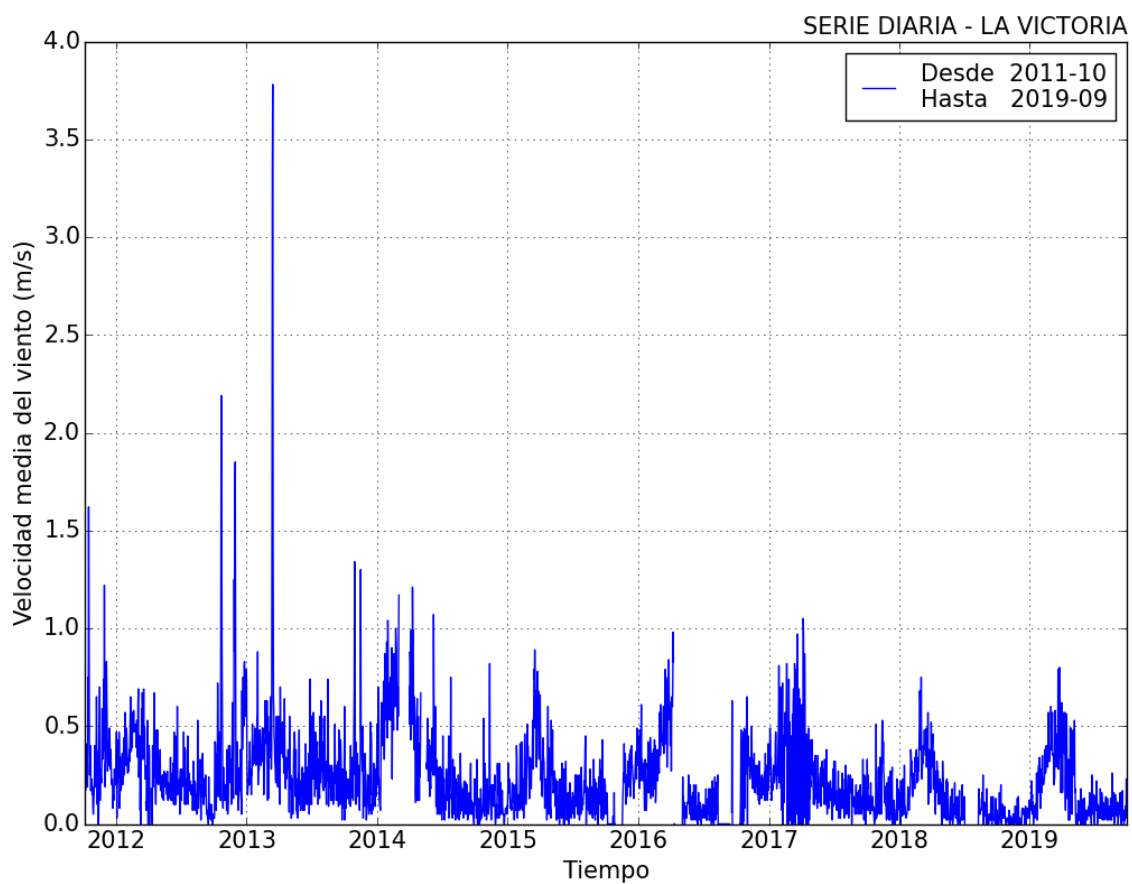




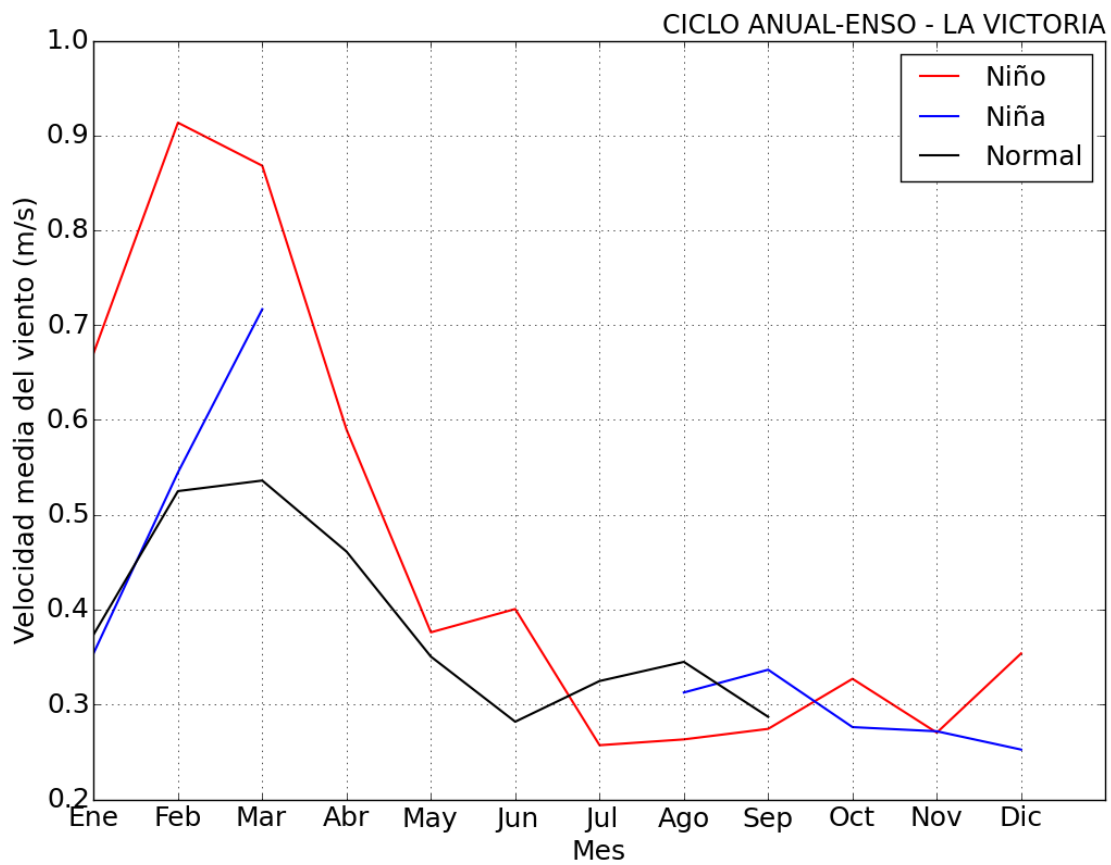
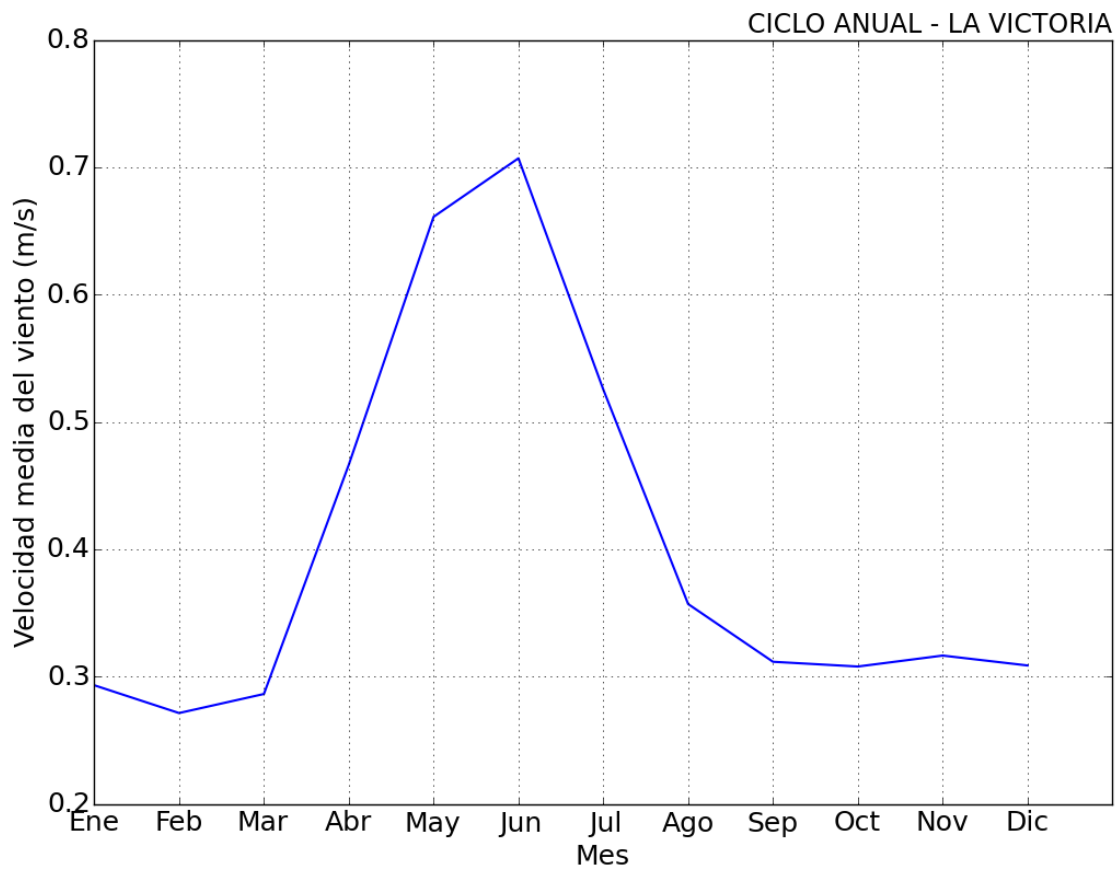
Gráficos de viento en Ciénaga de oro.



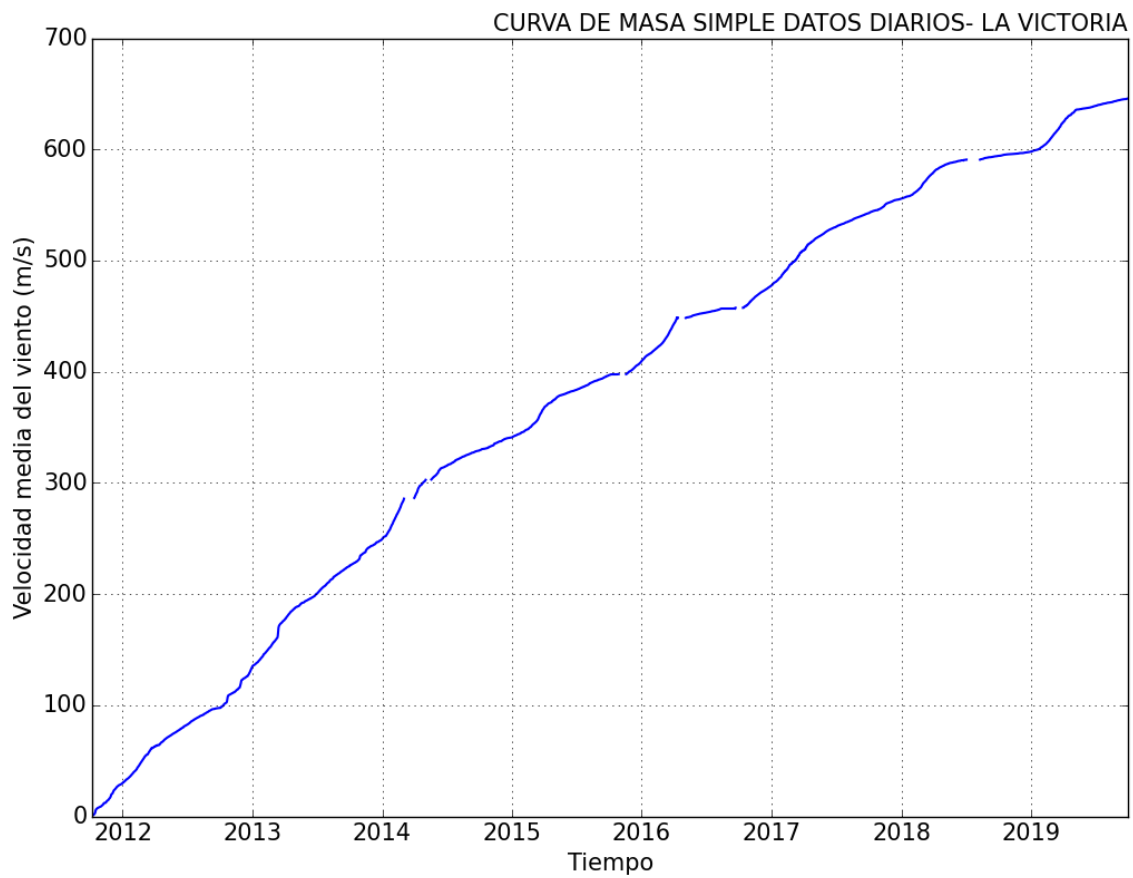
Gráficos de viento en la Victoria.



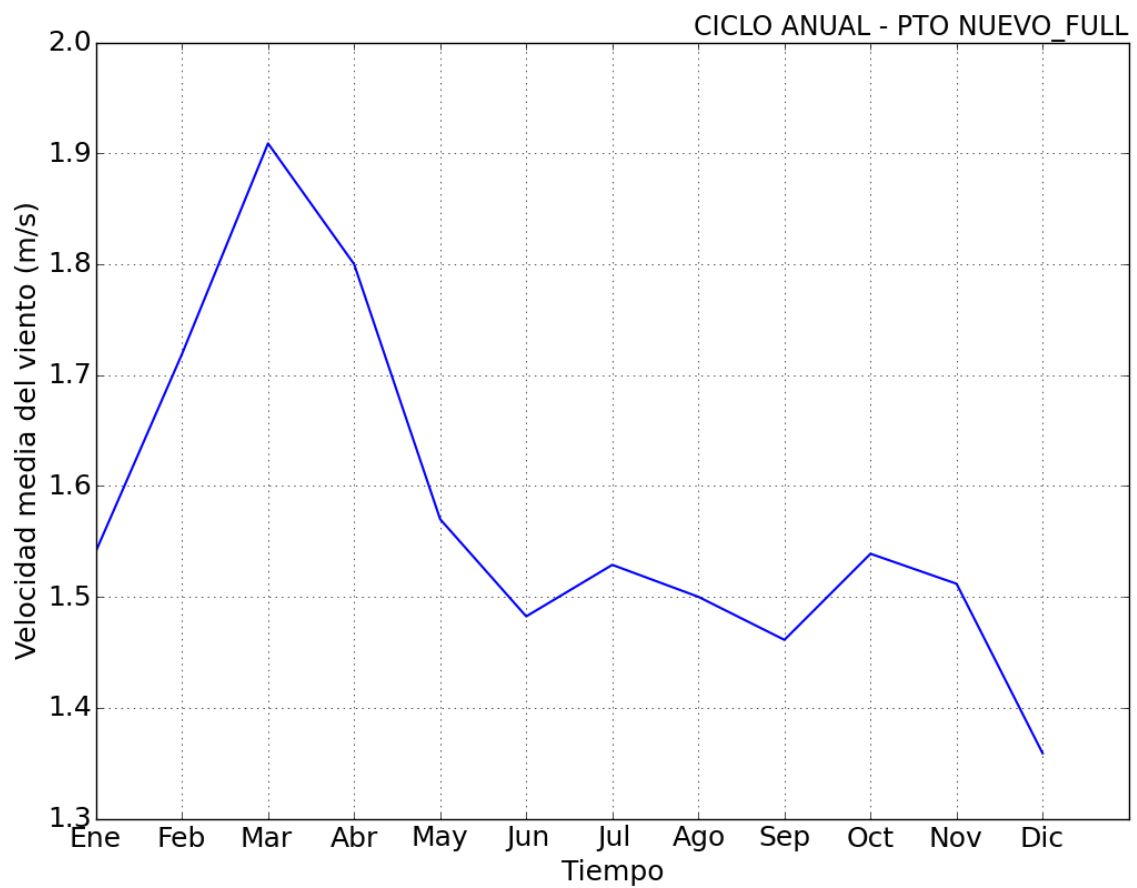
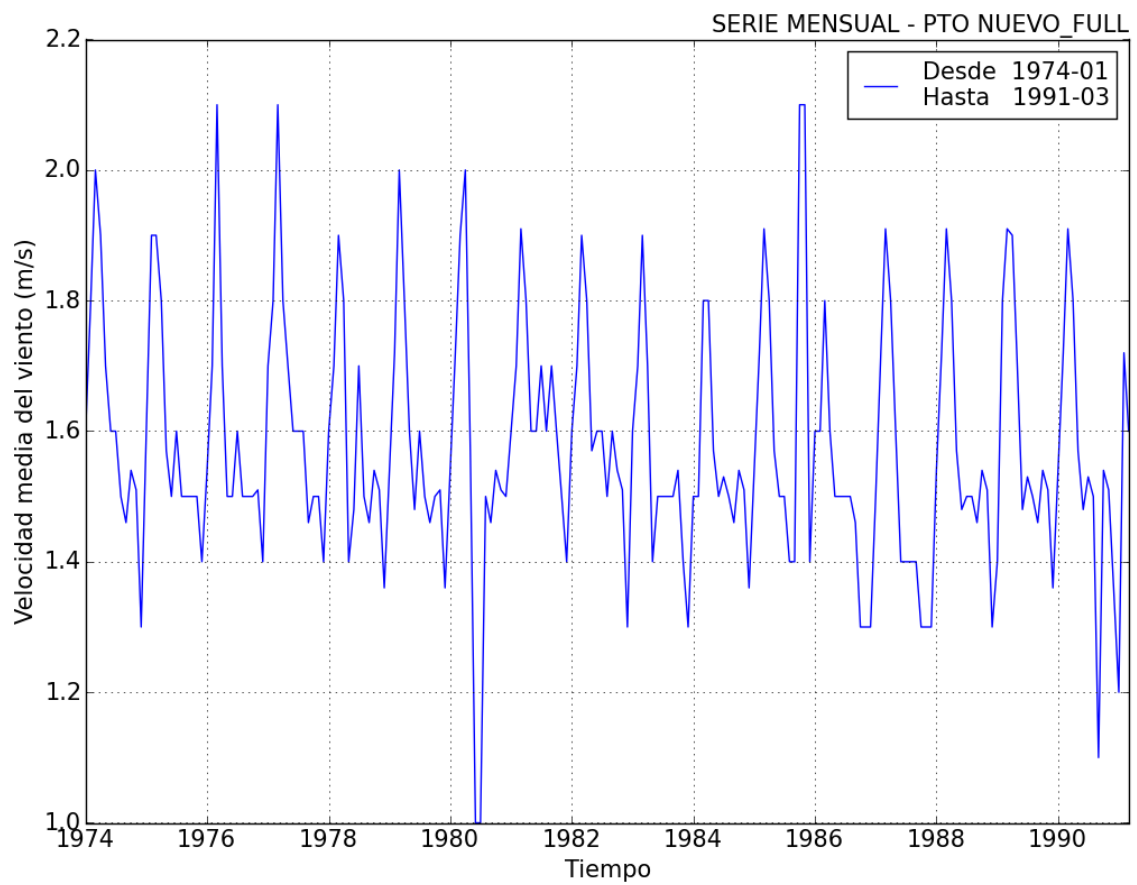
Gráficos de viento en la Victoria.



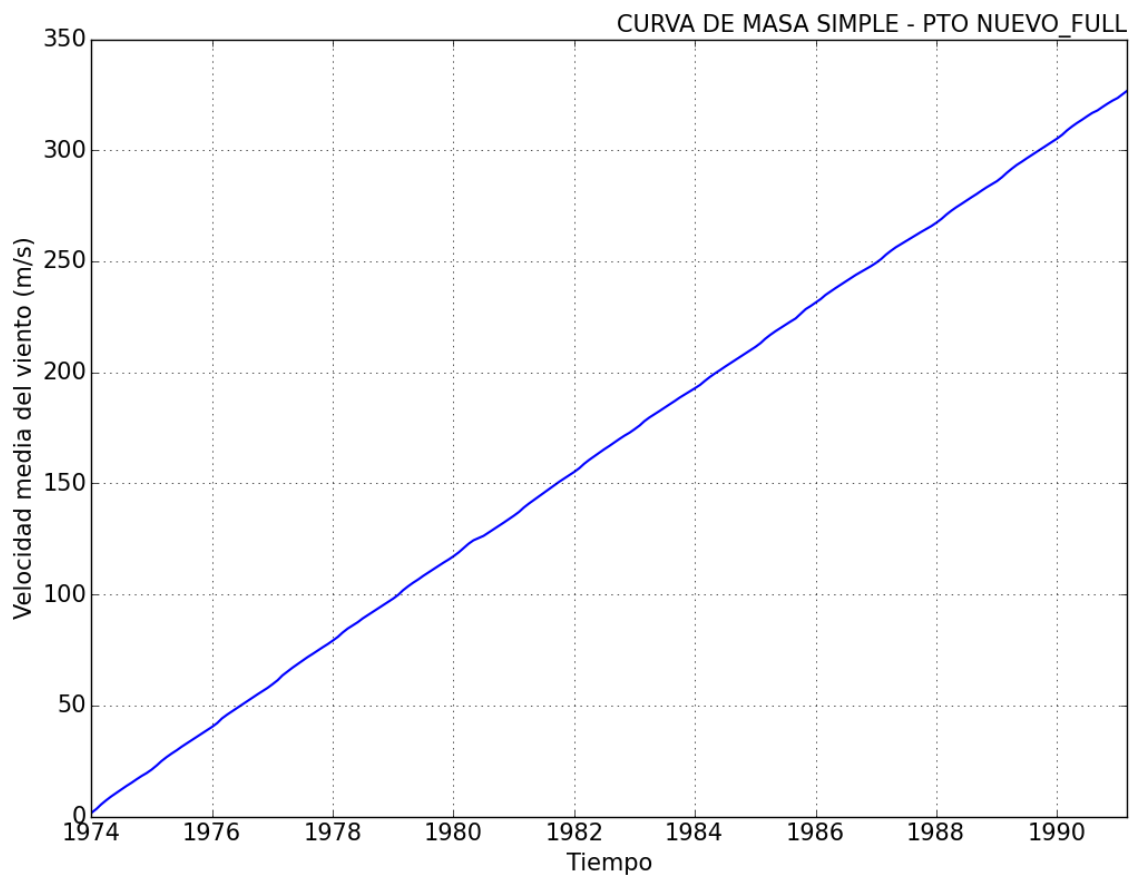
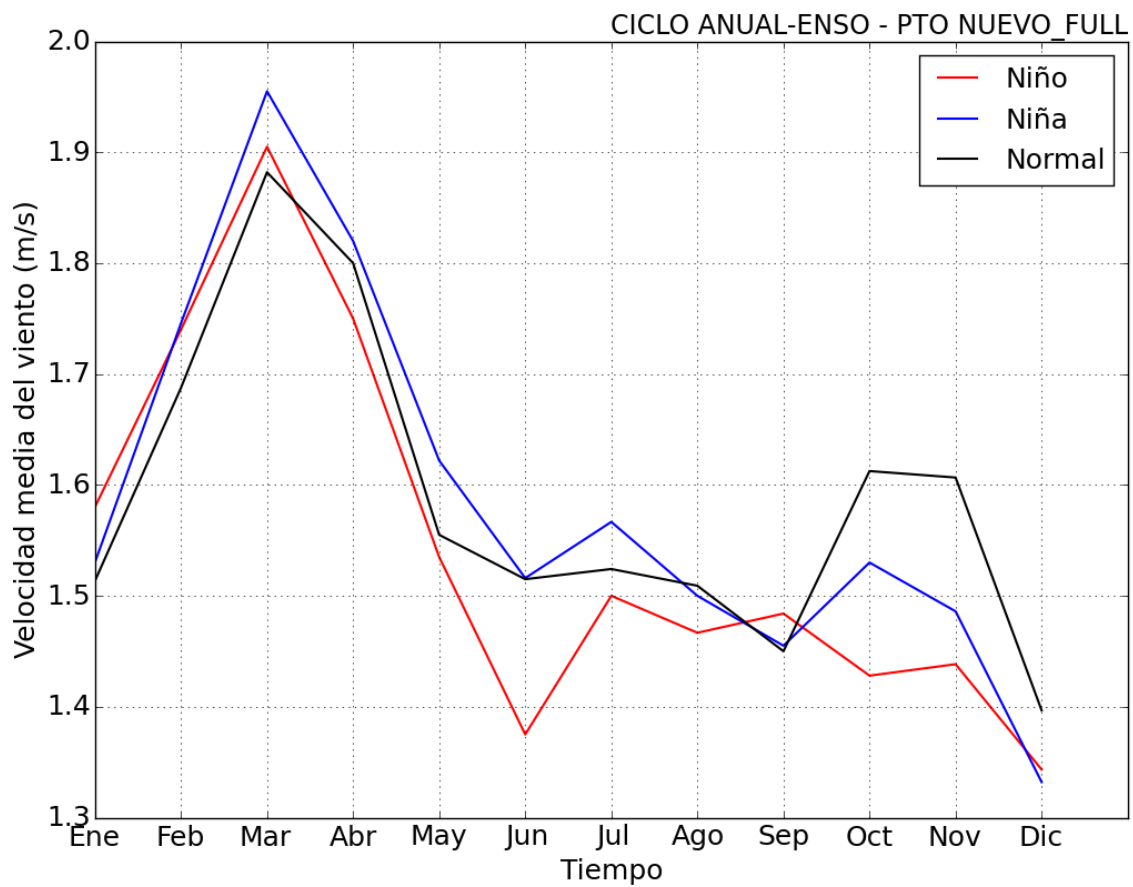
Gráficos de viento en la Victoria.



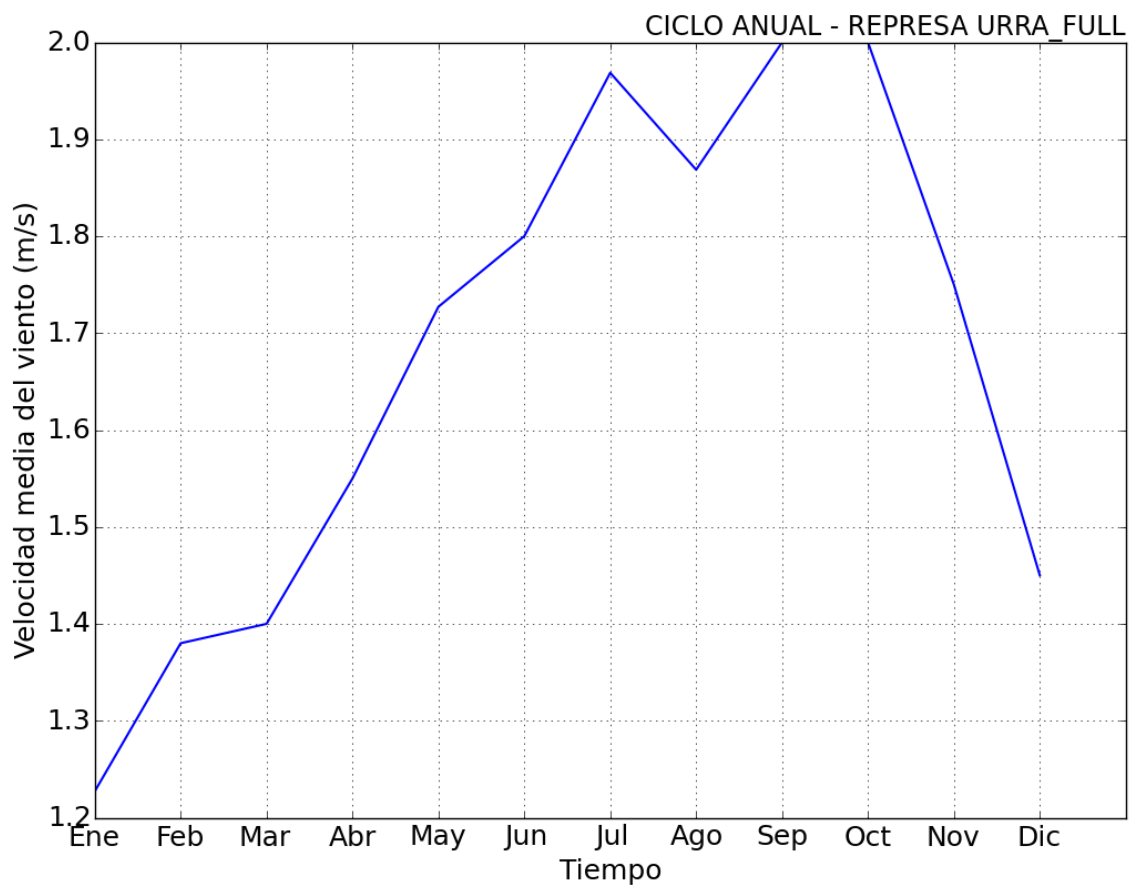
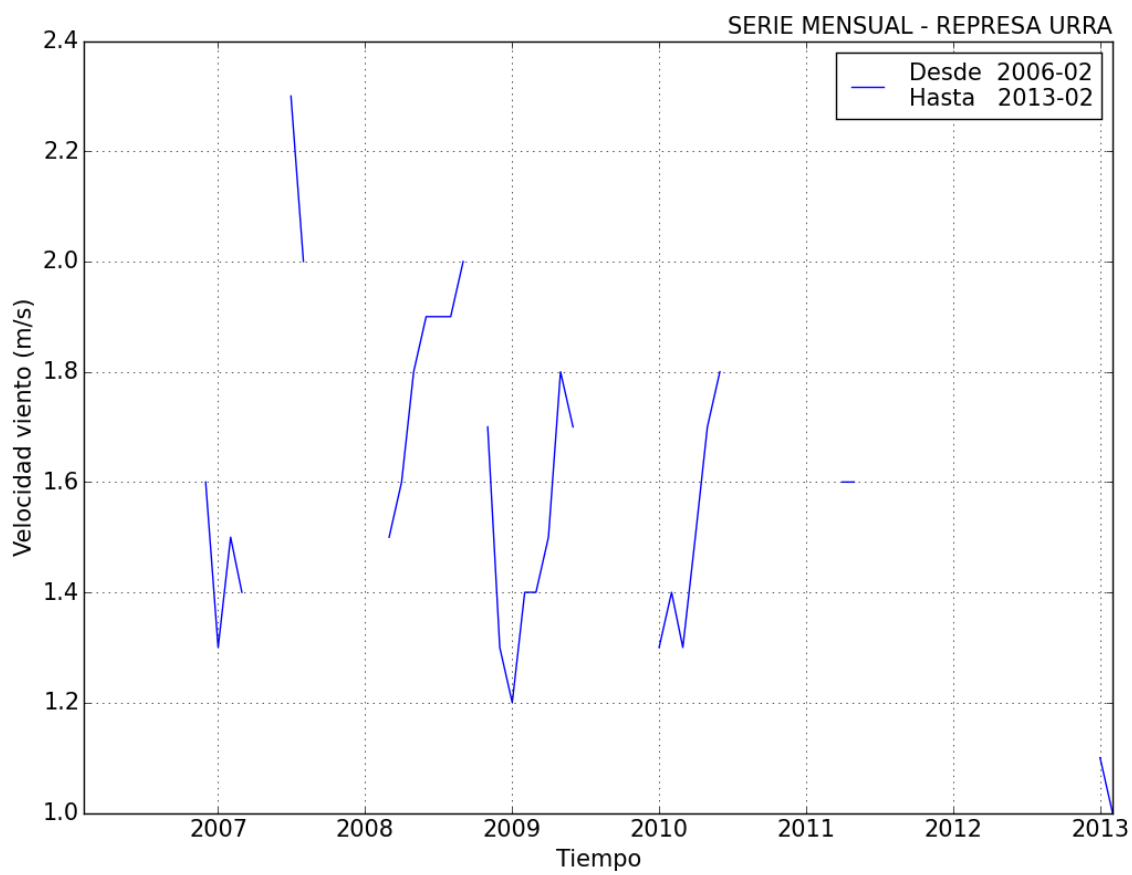
Gráficos de viento en PTO. Nuevo.



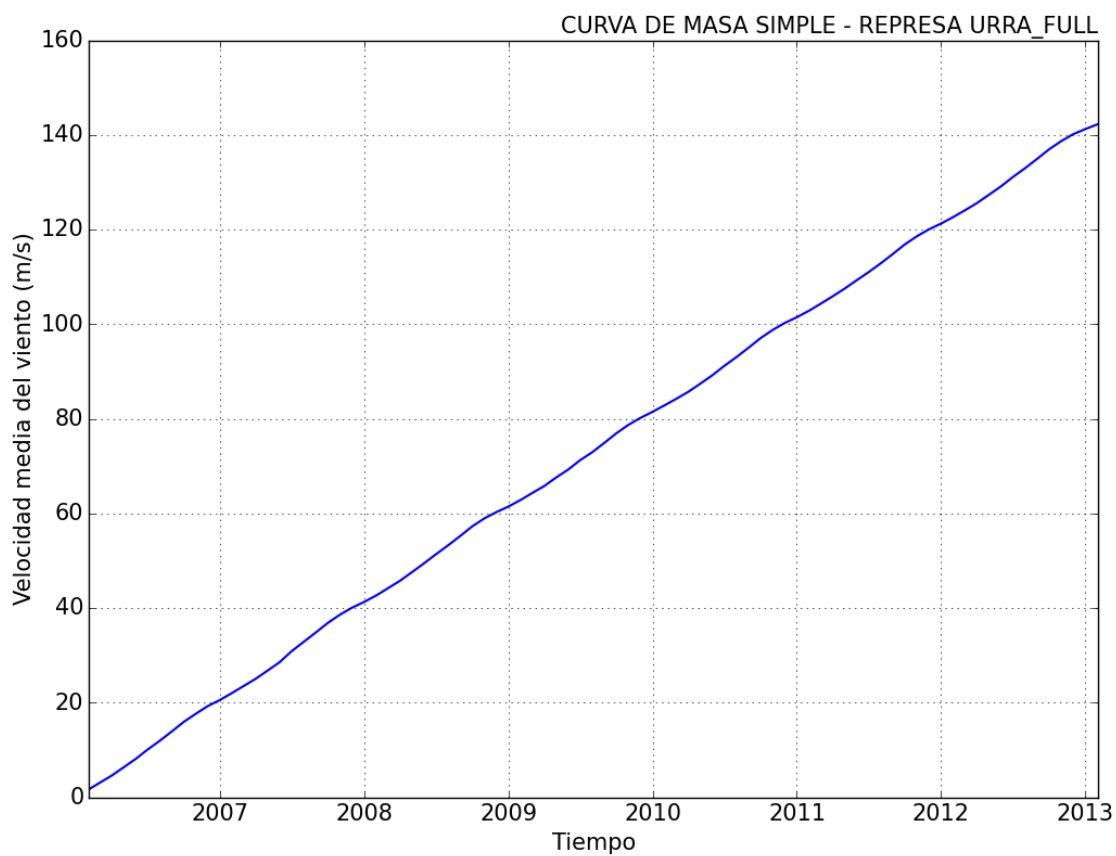
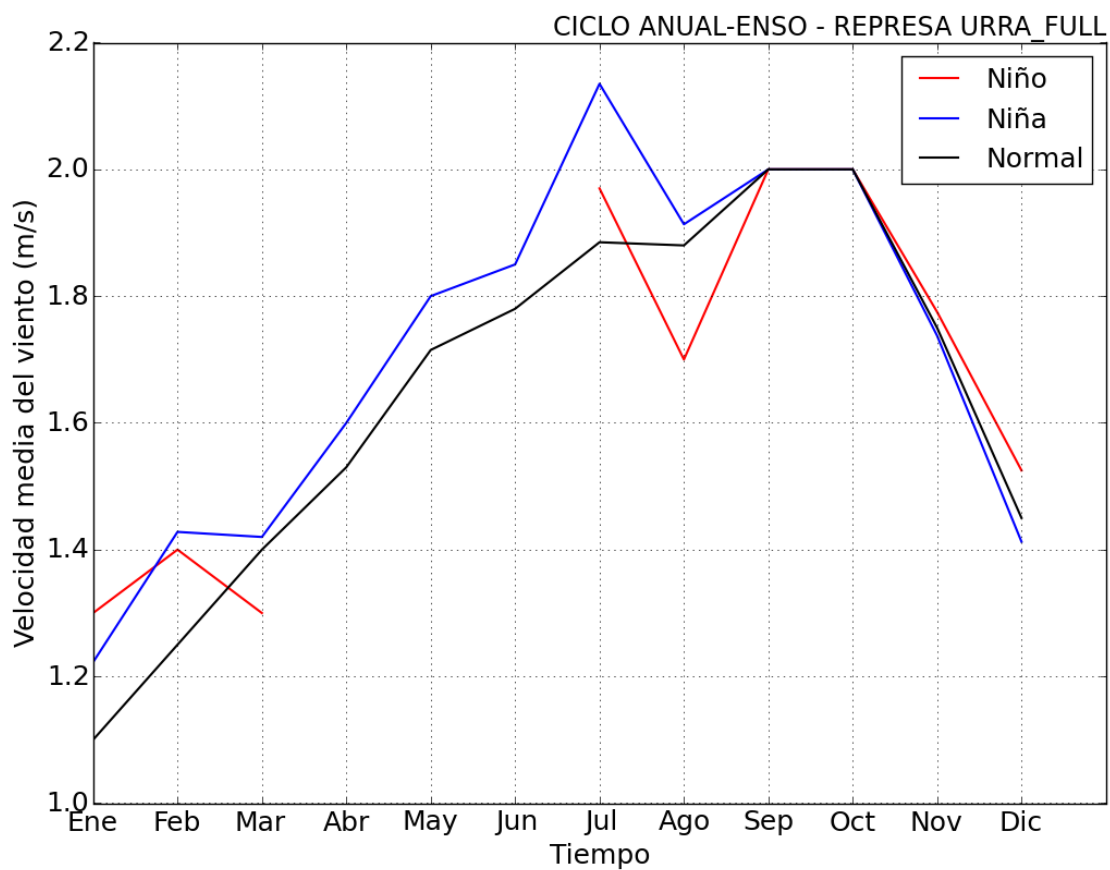
Gráficos de viento en PTO Nuevo.



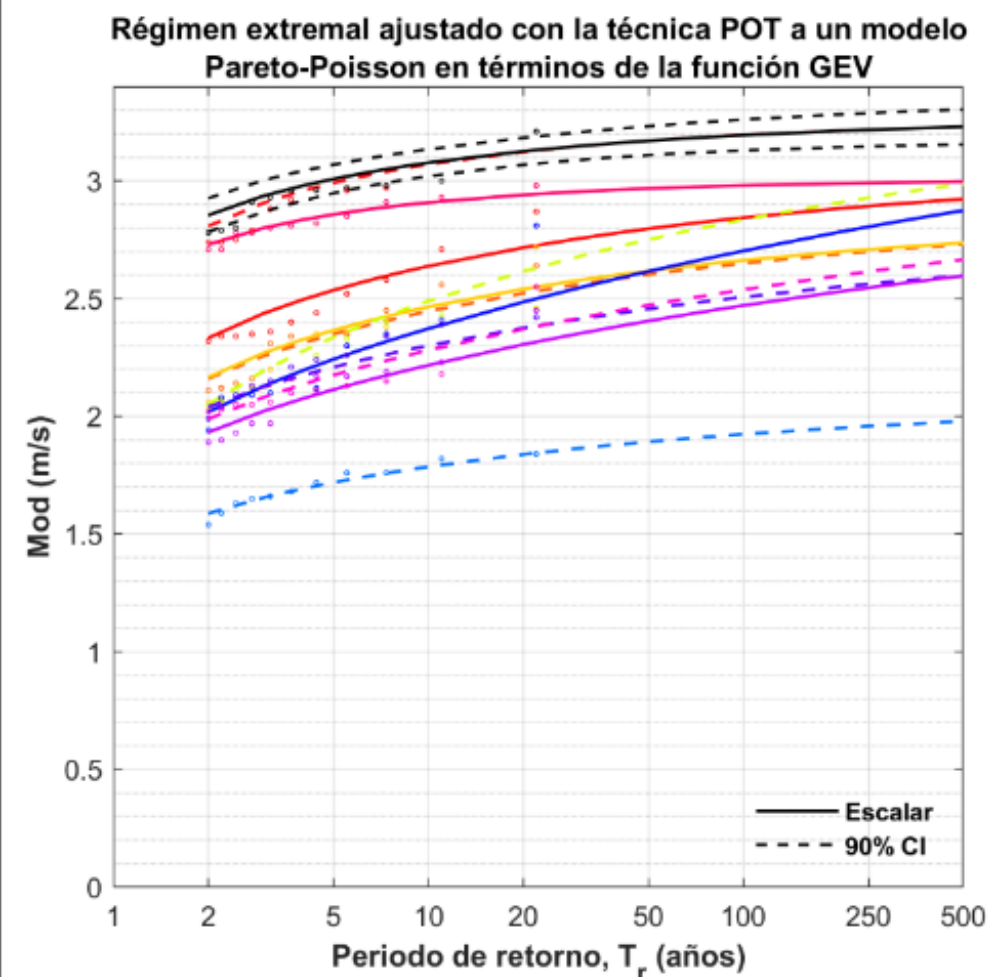
Gráficos de viento en Represa Urrá I.



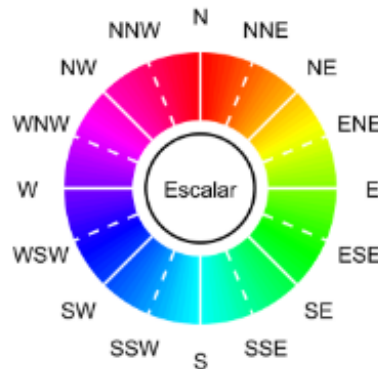
Gráficos de viento en Represa Urrá I.



Gráficos de viento interpolado con IHPropaga desde estaciones cercanas hasta el emplazamiento



Sector	u	λ	σ	μ	ψ	ξ	c_0	c_1	c_2	c_3
N	1.330	13.714	0.504	2.252	0.234	-0.293	-2.544	3.295	-1.409	0.202
NNE	1.240	14.905	0.440	2.086	0.213	-0.268	-1.711	2.471	-1.178	0.189
NE	1.200	12.619	0.500	2.086	0.232	-0.303	-2.553	3.452	-1.535	0.228
ENE	0.820	14.381	0.556	1.941	0.309	-0.220	-0.270	0.556	-0.352	0.078
E										
ESE										
SE										
SSE										
S										
SSW	0.860	18.619	0.337	1.536	0.150	-0.278	-1.299	2.570	-1.689	0.376
SW	1.230	13.667	0.323	1.938	0.225	-0.139	-0.083	0.268	-0.198	0.047
WSW	1.290	15.667	0.331	1.976	0.182	-0.217	-0.970	1.608	-0.878	0.162
H _s	1.160	19.429	0.299	1.866	0.186	-0.160	-0.208	0.466	-0.320	0.074
WNW	1.190	19.476	0.311	1.921	0.191	-0.164	-0.233	0.500	-0.331	0.074
NW	1.780	10.667	0.667	2.669	0.184	-0.543	-47.721	51.046	-18.169	2.153
NNW	1.690	10.381	0.723	2.725	0.246	-0.460	-17.789	18.272	-6.228	0.706
Scalar	2.270	5.905	0.411	2.788	0.198	-0.413	-31.996	32.408	-10.910	1.222



Función de distribución Pareto-Poisson

$$F(H_s; u, \lambda, \sigma, \xi) = \exp \left(-\lambda \left(1 + \xi \left(\frac{H_s - u}{\sigma} \right) \right)^{-1/\xi} \right)$$

$$H_s(T_r; u, \lambda, \sigma, \xi) = u - \frac{\sigma}{\xi} \left(1 - (\lambda T_r)^{\xi} \right)$$

Función de distribución GEV

$$F(H_s; \mu, \psi, \xi) = \exp \left(- \left(1 + \xi \left(\frac{H_s - \mu}{\psi} \right) \right)^{-1/\xi} \right)$$

$$H_s(T_r; \mu, \psi, \xi) = \mu - \frac{\psi}{\xi} \left(1 - \left(\frac{1}{T_r} \right)^{-\xi} \right)$$

$$\sigma(H_s; c_0, c_1, c_2, c_3) = c_0 + c_1 H_s + c_2 H_s^2 + c_3 H_s^3$$



Caracterización clima marítimo oleaje:

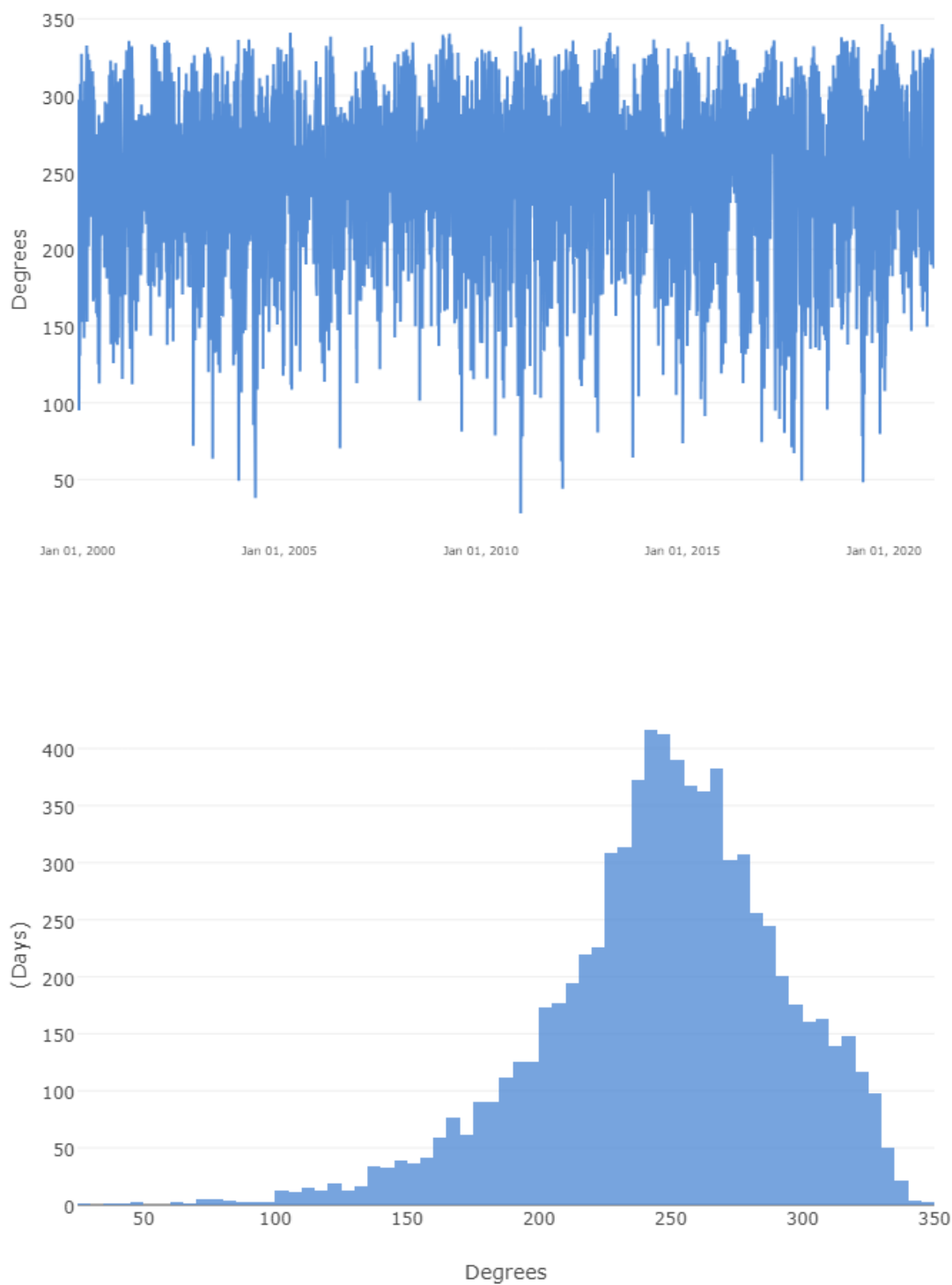
2001-2021 (168719 datos horarios)



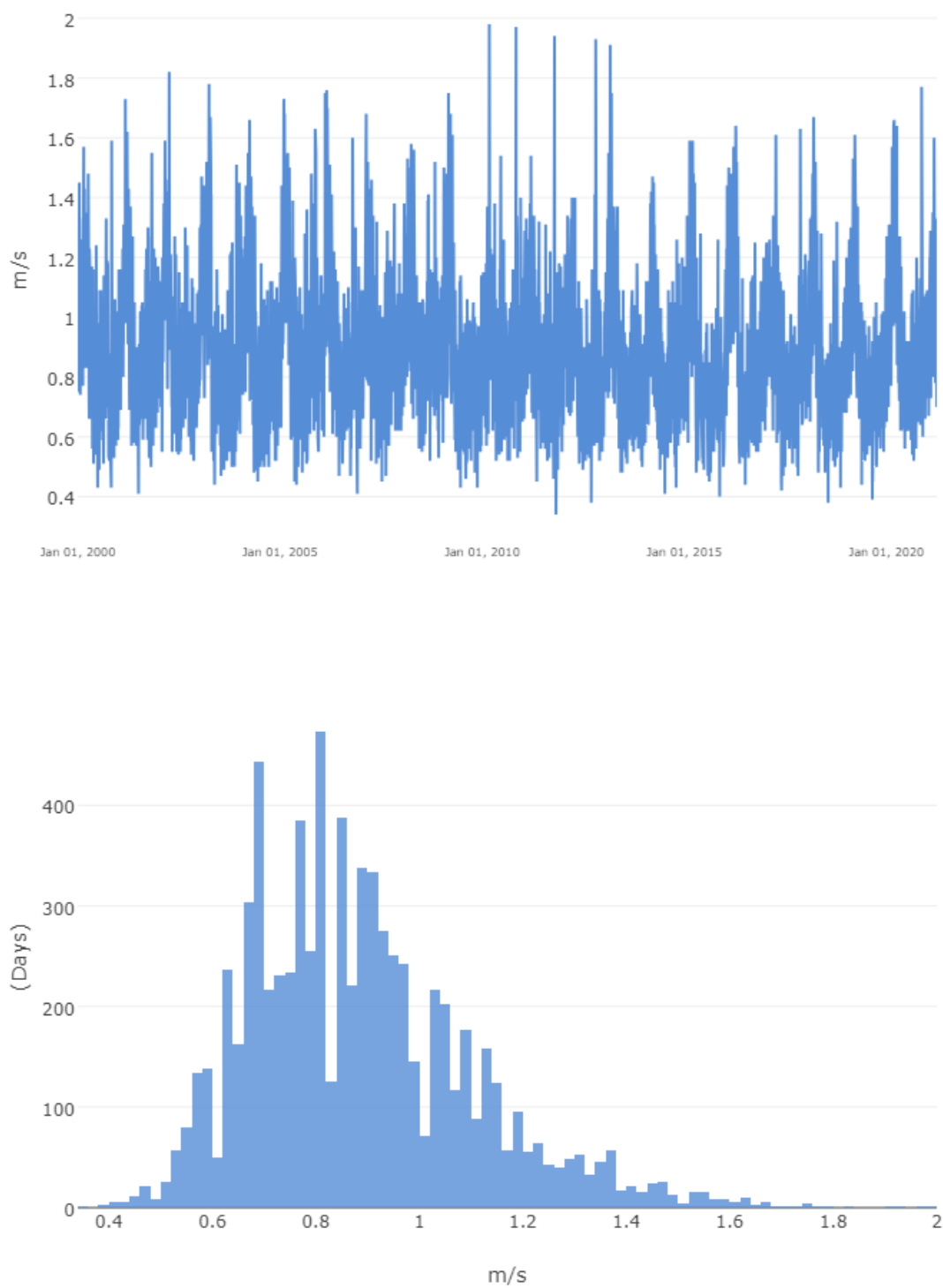
Lon=0.0°E; Lat=0.0°N

27 de Junio de 2023

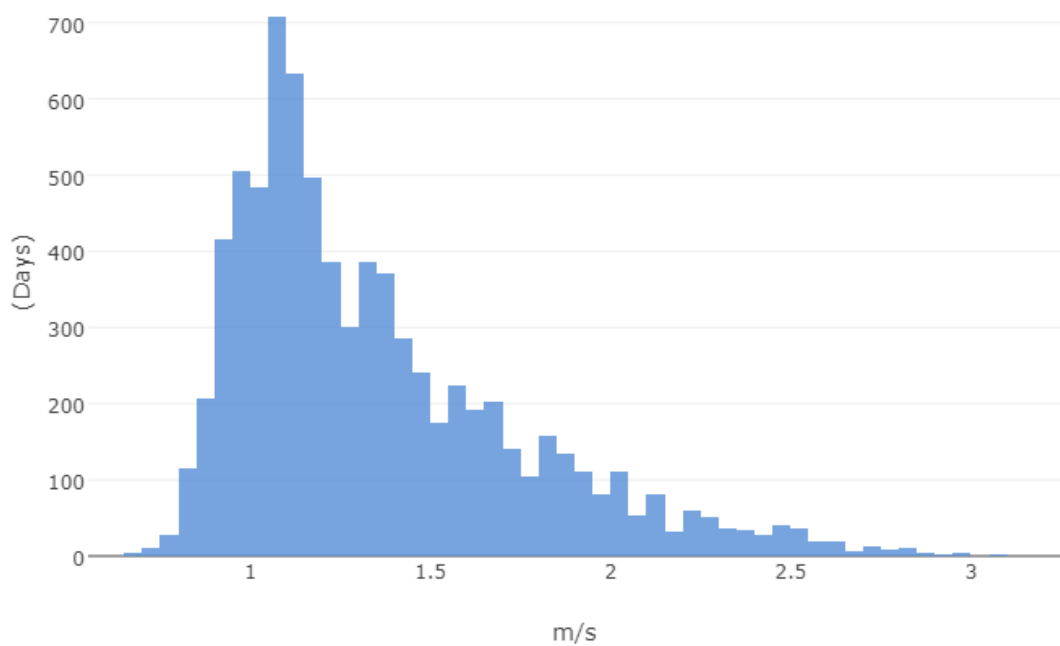
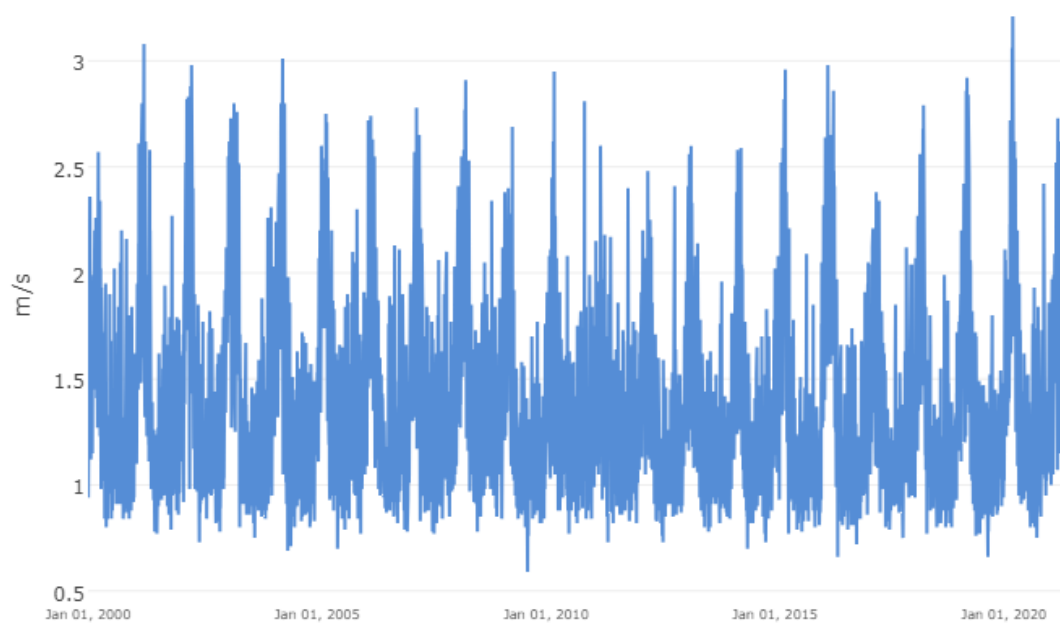
Datos de la dirección del viento de NASA.



Datos de la velocidad media del viento de NASA.



Datos de la velocidad máxima del viento de NASA

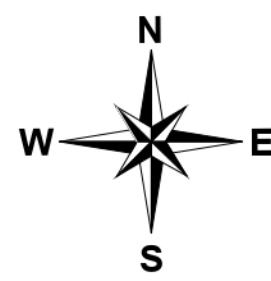


Documento 3:

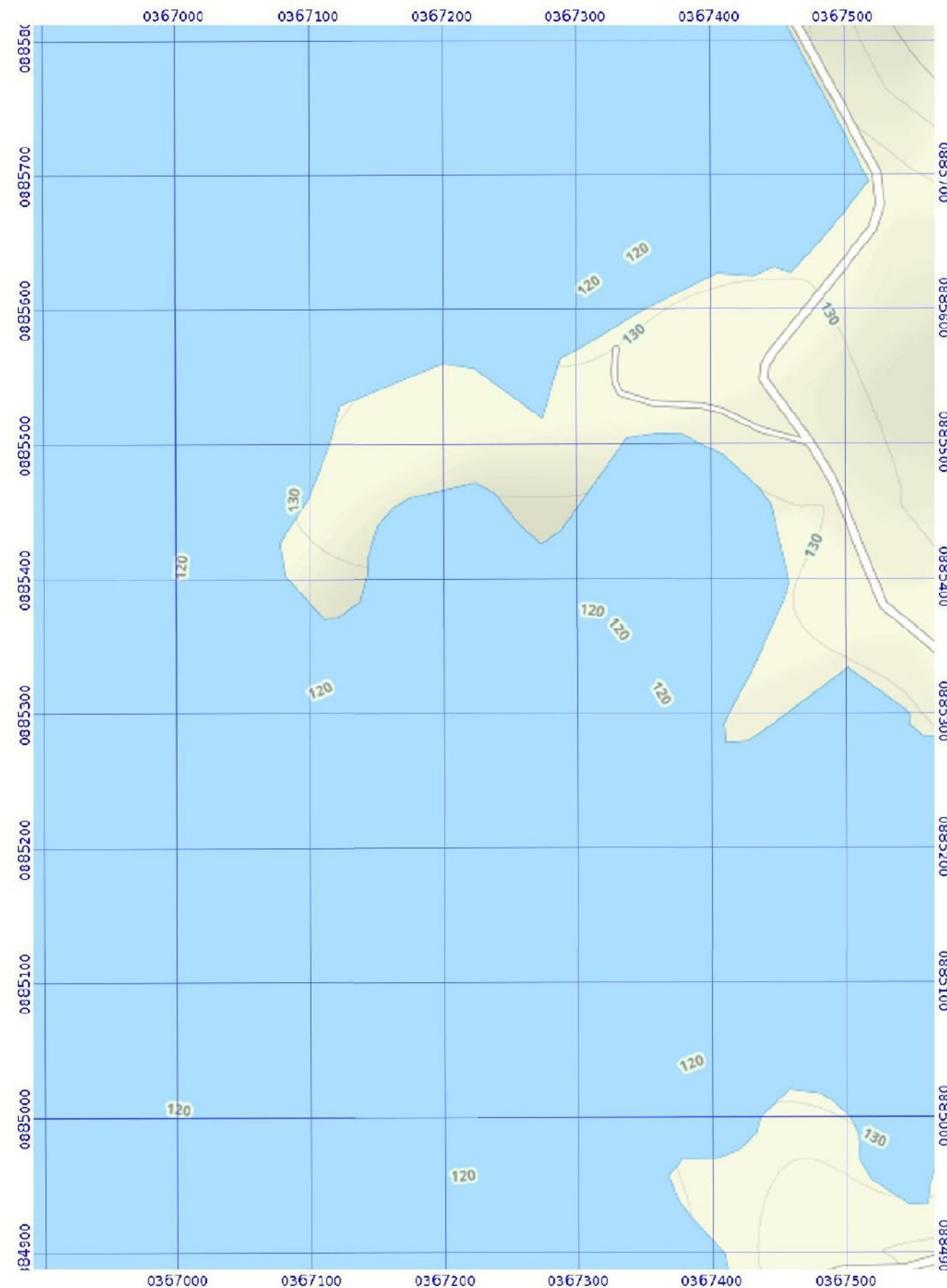
Anexo B: Planos Urrá I

ÍNDICE DE PLANOS

Plano N°0.1.:	SITUACIÓN
Plano N°1.0. HOJA 1:	PLANTA GENERAL
Plano N°1.0. HOJA 2:	DETALLE PLANTA GENERAL
Plano N°1.1. HOJA 1:	DETALLE INVERSOR TIPO 1
Plano N°1.1. HOJA 2:	DETALLE INVERSOR TIPO 2 Y 3
Plano N°1.2.:	SECCION TIPO NIVELES DE AGUA
Plano N°2.0.:	PLANTA REPLANTEO DE ANCLAJES
Plano N°2.1.:	PLANTA CABOS DE ANCLAJE
Plano N°2.2. HOJA 1:	PERFILES TOPOGRÁFICOS
Plano N°2.2. HOJA 2:	PERFILES TOPOGRÁFICOS
Plano N°2.2. HOJA 3:	PERFILES TOPOGRÁFICOS
Plano N°2.3. HOJA 1:	ANCLAJES
Plano N°2.3. HOJA 2:	ANCLAJES DE HORMIGON TIPO 1
Plano N°2.3. HOJA 3:	ANCLAJES DE HORMIGON TIPO 2
Plano N°2.4.:	PLANTA DETALLE DE AMARRES
Plano N°2.5. HOJA 1:	MOORING DETAILS
Plano N°2.5. HOJA 2:	MOORING DETAILS
Plano N°2.5. HOJA 3:	TIPO Y POSICIÓN UNIONES



Proyecto / Project: FLOATING SOLAR PLANT REPRESA URRÁ I 470 Wp		
Cliente / Client: UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA		
Plano / Drawing: SITUACIÓN SITUATION		
 isifloating FLOATING SOLAR SYSTEM		
Autor / Author:	Fecha / Date:	Plano N° Drawing number:
Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo	17/10/22	0.1
	Escala / Scale: VARIAS	



Mercator Projection
WGS84
UTM Zone 18P



Proyecto / Project:

TFM ANDRÉS OVEJERO ANDRÉS

Cliente / Client:

Plano / Drawing:

REFERENCIAS GEOGRÁFICAS UTM
UTM GEOGRAPHICAL REFERENCES

ANDRÉS OVEJERO ANDRÉS

Autor / Author

ANDRÉS OVEJERO
ANDRÉS

Fecha/Date

17/7/2024

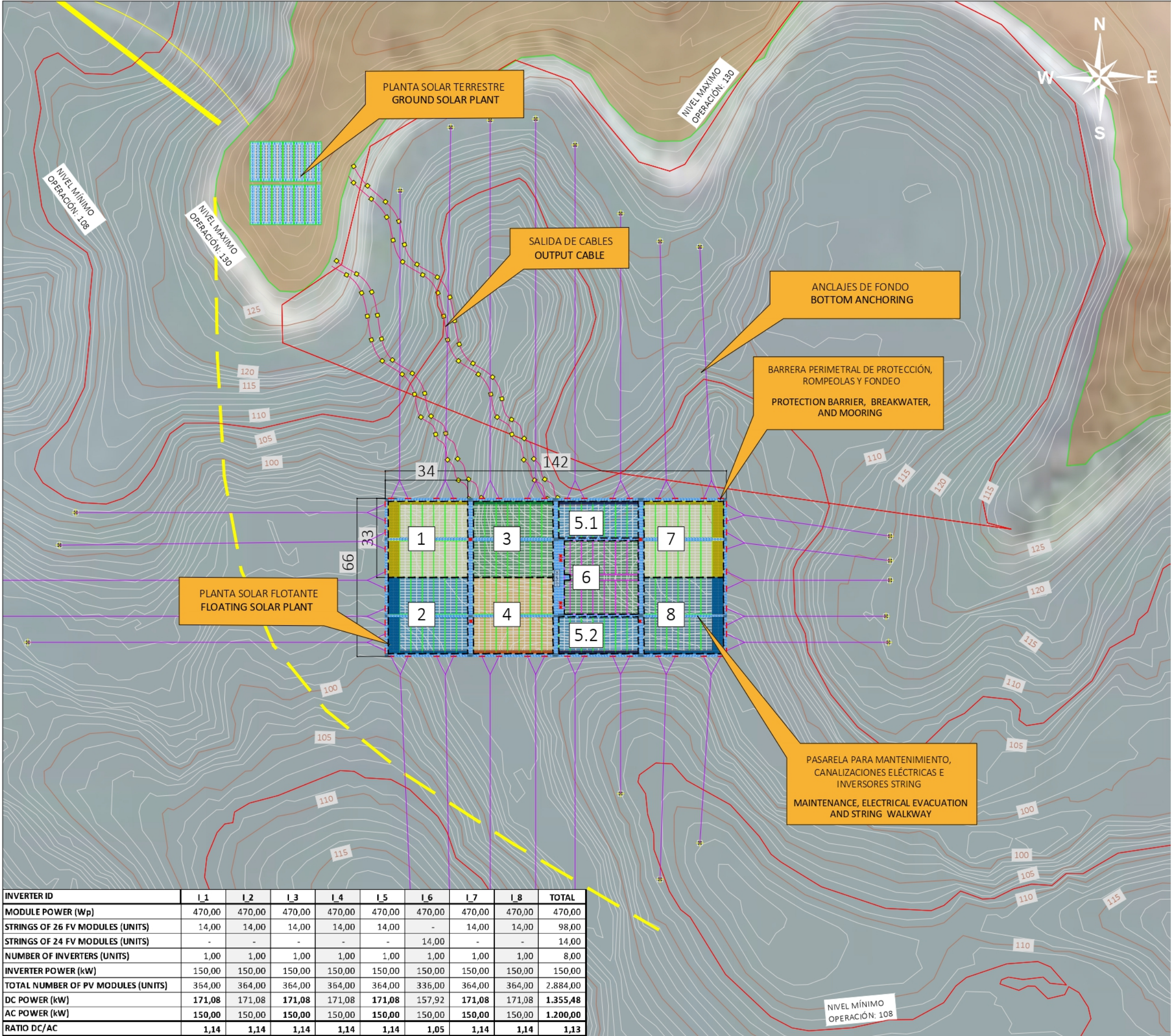
Escala / Scale:

VARIAS

Plano N°

Drawing Number

0.2



ISIFLOATING LEYENDA / LEGEND	
DIBUJO DRAWING	DESCRIPCIÓN / DESCRIPTION
	CURVAS DE NIVEL CONTOUR LINES
	NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN MAXIMUM OPERATION LEVEL
	NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN MINIMUM OPERATION LEVEL
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES PRINCIPAL FLOATING UNIT ON MAIN FLOATS
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES SECUNDARIO FLOATING UNIT ON SECONDARY FLOATS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA PASARELAS SECONDARY FLOAT FOR WALKWAYS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA UNIDADES FLOTANTES SECONDARY FLOAT FOR FLOATING UNITS
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR STRING AREA FROM SAME INVERTER
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (26 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (26 MODULES/STRING)
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (24 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (24 MODULES/STRING)
	AMARRES Y ANCLAJES MOORINGS AND ANCHORAGE
	SALIDA DE CABLEADO OUTPUT CABLES

Proyecto / Project:
**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

Cliente / Client:
UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:
**PLANTA GENERAL
GENERAL ARRANGEMENT**



FLOATING SOLAR SYSTEM

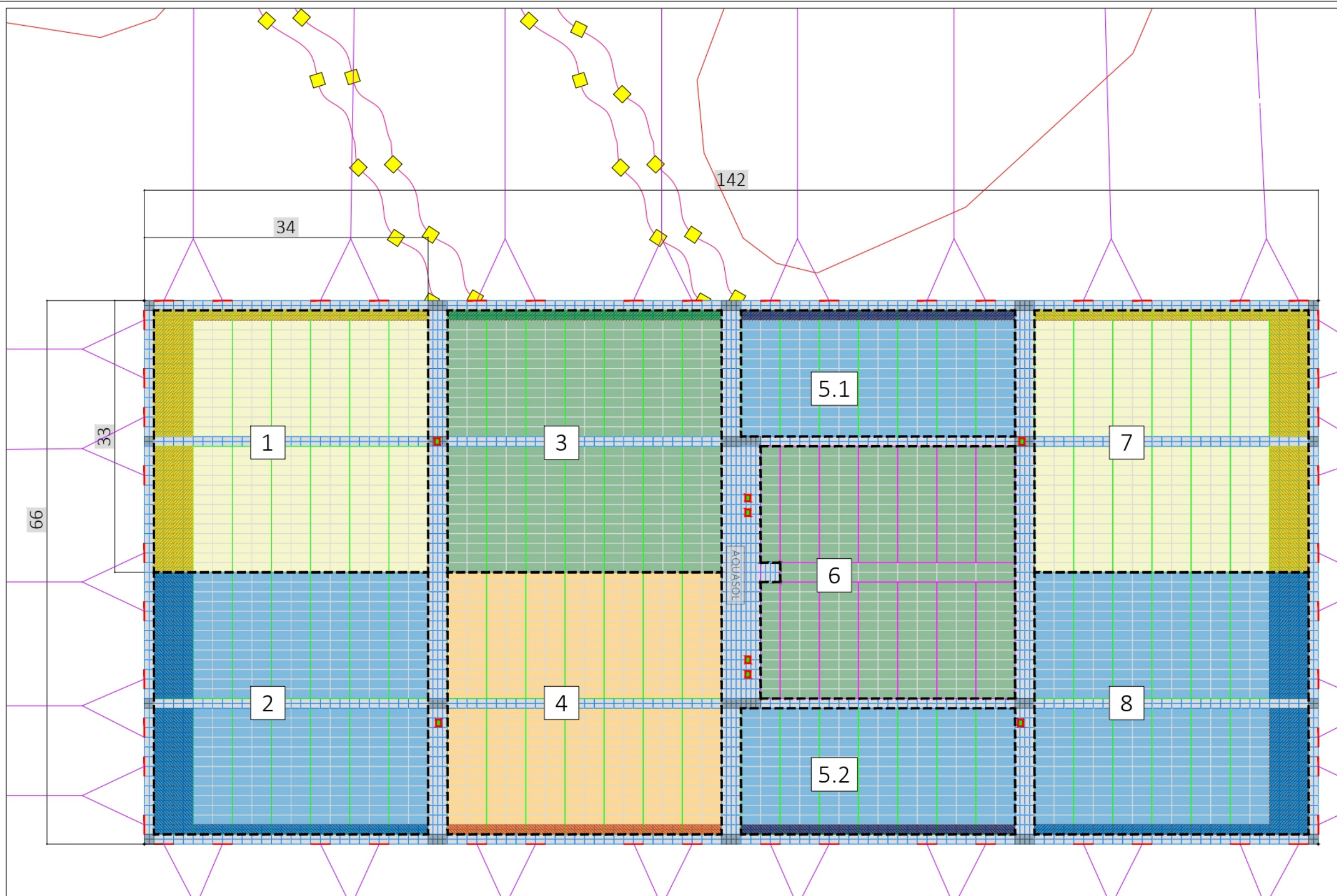
Autor / Author:
Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:
17/10/22

Plano Nº
Drawing number:
1.0
Sheet 1 of 2

Escala / Scale:
1/1500

INVERTER ID	I_1	I_2	I_3	I_4	I_5	I_6	I_7	I_8	TOTAL
MODULE POWER (Wp)	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00
STRINGS OF 26 FV MODULES (UNITS)	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	-	14,00	14,00	98,00
STRINGS OF 24 FV MODULES (UNITS)	-	-	-	-	-	14,00	-	-	14,00
NUMBER OF INVERTERS (UNITS)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	8,00
INVERTER POWER (kW)	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
TOTAL NUMBER OF PV MODULES (UNITS)	364,00	364,00	364,00	364,00	364,00	336,00	364,00	364,00	2.884,00
DC POWER (kW)	171,08	171,08	171,08	171,08	171,08	157,92	171,08	171,08	1.355,48
AC POWER (kW)	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	1.200,00
RATIO DC/AC	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,05	1,14	1,14	1,13



INVERTER ID	I_1	I_2	I_3	I_4	I_5	I_6	I_7	I_8	TOTAL
MODULE POWER (Wp)	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00	470,00
STRINGS OF 26 FV MODULES (UNITS)	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	-	14,00	14,00	98,00
STRINGS OF 24 FV MODULES (UNITS)	-	-	-	-	-	14,00	-	-	14,00
NUMBER OF INVERTERS (UNITS)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	8,00
INVERTER POWER (kW)	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
TOTAL NUMBER OF PV MODULES (UNITS)	364,00	364,00	364,00	364,00	364,00	336,00	364,00	364,00	2.884,00
DC POWER (kW)	171,08	171,08	171,08	171,08	171,08	157,92	171,08	171,08	1.355,48
AC POWER (kW)	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	1.200,00
RATIO DC/AC	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,05	1,14	1,14	1,13

ISIFLOATING LEYENDA / LEGEND	
DIBUJO DRAWING	DESCRIPCIÓN / DESCRIPTION
	CURVAS DE NIVEL CONTOUR LINES
	NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN MAXIMUM OPERATION LEVEL
	NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN MINIMUM OPERATION LEVEL
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES PRINCIPAL FLOATING UNIT ON MAIN FLOATS
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES SECUNDARIO FLOATING UNIT ON SECONDARY FLOATS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA PASARELAS SECONDARY FLOAT FOR WALKWAYS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA UNIDADES FLOTANTES SECONDARY FLOAT FOR FLOATING UNITS
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR STRING AREA FROM SAME INVERTER
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (26 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (26 MODULES/STRING)
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (24 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (24 MODULES/STRING)
	AMARRES Y ANCLAJES MOORINGS AND ANCHORAGE
	SALIDA DE CABLEADO OUTPUT CABLES

Proyecto / Project:
**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

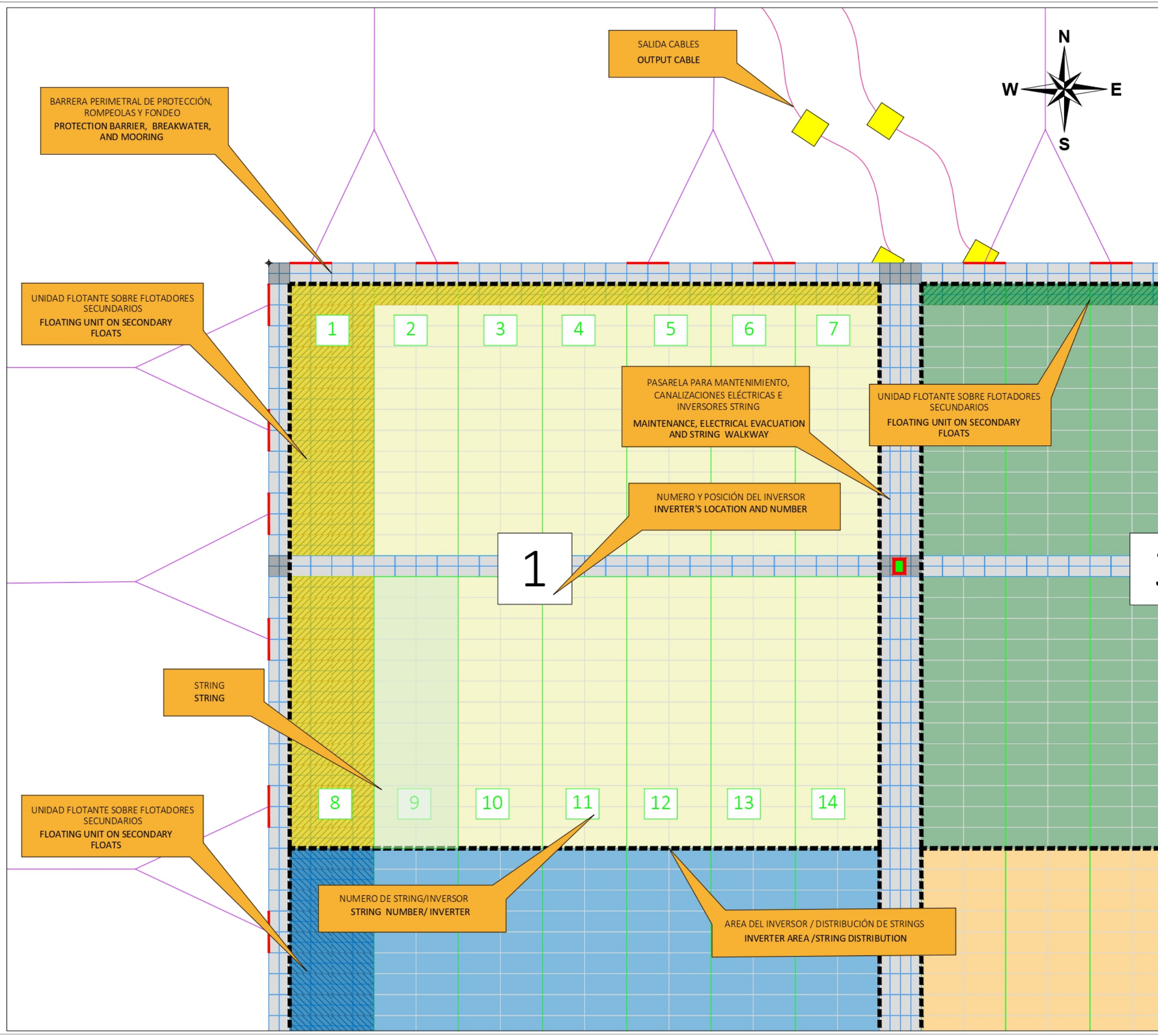
Cliente / Client:
UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:
**DETALLE PLANTA GENERAL
GENERAL ARRANGEMENT DETAIL**



FLOATING SOLAR SYSTEM

Autor / Author:	Fecha / Date:	Plano Nº Drawing number:
Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo	17/10/22	1.0
	Escala / Scale:	Sheet 2 of 2
	1/500	



ISIFLOATING LEYENDA / LEGEND

DIBUJO DRAWING	DESCRIPCIÓN / DESCRIPTION
	CURVAS DE NIVEL CONTOUR LINES
	NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN MAXIMUM OPERATION LEVEL
	NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN MINIMUM OPERATION LEVEL
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES PRINCIPAL FLOATING UNIT ON MAIN FLOATS
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES SECUNDARIO FLOATING UNIT ON SECONDARY FLOATS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA PASARELAS SECONDARY FLOAT FOR WALKWAYS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA UNIDADES FLOTANTES SECONDARY FLOAT FOR FLOATING UNITS
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR STRING AREA FROM SAME INVERTER
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (26 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (26 MODULES/STRING)
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (24 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (24 MODULES/STRING)
	AMARRES Y ANCLAJES MOORINGS AND ANCHORAGE
	SALIDA DE CABLEADO OUTPUT CABLES

Proyecto / Project:

FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp

Ciente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

DETALLE INVERSOR TIPO 1
INVERTER DETAIL TYPE 1

isifloating
FLOATING SOLAR SYSTEM

Autor / Author:

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:

17/10/22

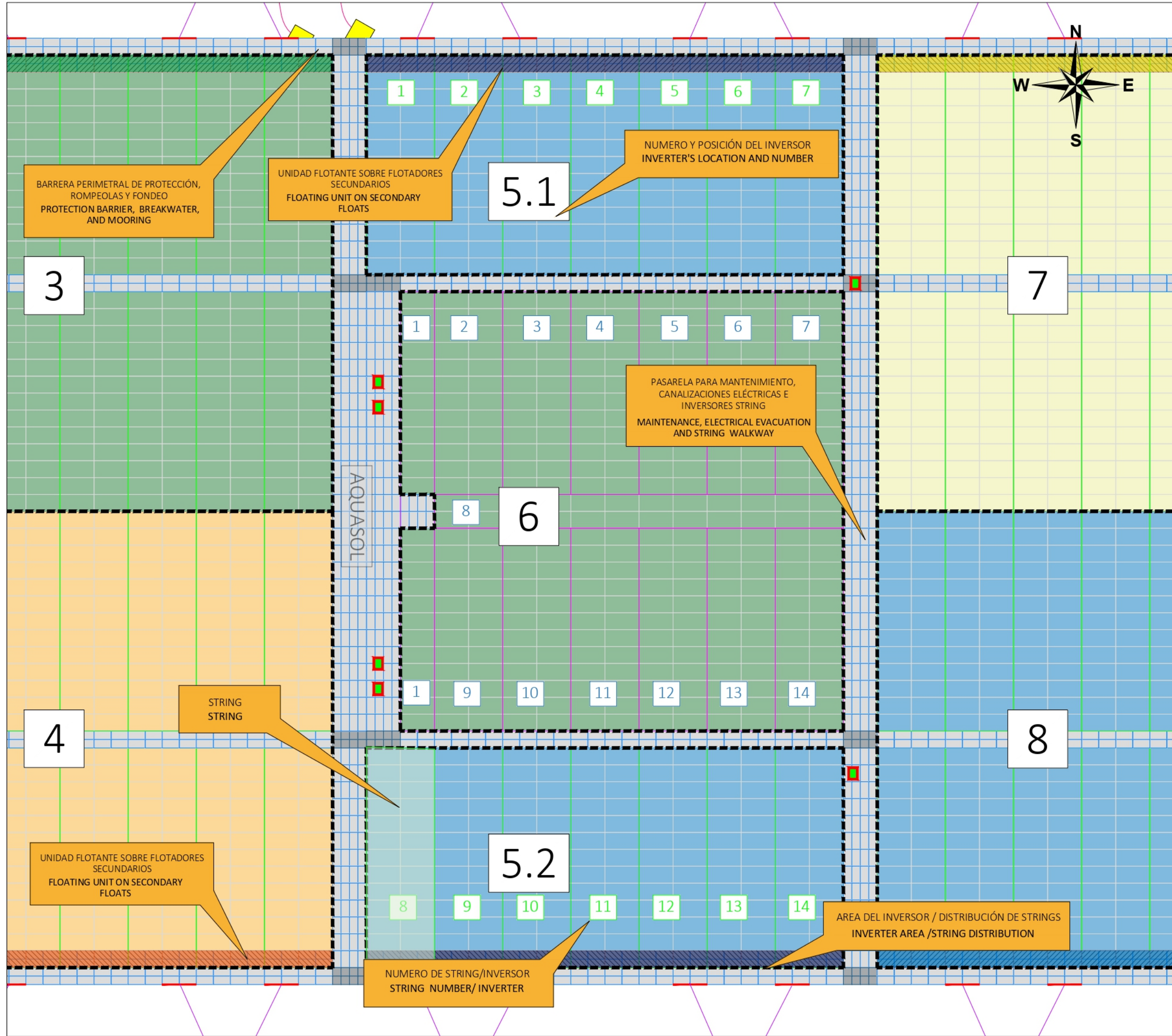
Escala / Scale:

1/200

Plano N°
Drawing number:

1.1

Hoja 1 de 2



ISIFLOATING LEYENDA / LEGEND	
DIBUJO DRAWING	DESCRIPCIÓN / DESCRIPTION
	CURVAS DE NIVEL CONTOUR LINES
	NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN MAXIMUM OPERATION LEVEL
	NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN MINIMUM OPERATION LEVEL
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES PRINCIPAL FLOATING UNIT ON MAIN FLOATS
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES SECUNDARIO FLOATING UNIT ON SECONDARY FLOATS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA PASARELAS SECONDARY FLOAT FOR WALKWAYS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA UNIDADES FLOTANTES SECONDARY FLOAT FOR FLOATING UNITS
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR STRING AREA FROM SAME INVERTER
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (26 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (26 MODULES/STRING)
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (24 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (24 MODULES/STRING)
	AMARRES Y ANCLAJES MOORINGS AND ANCHORAGE
	SALIDA DE CABLEADO OUTPUT CABLES

Proyecto / Project:
**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

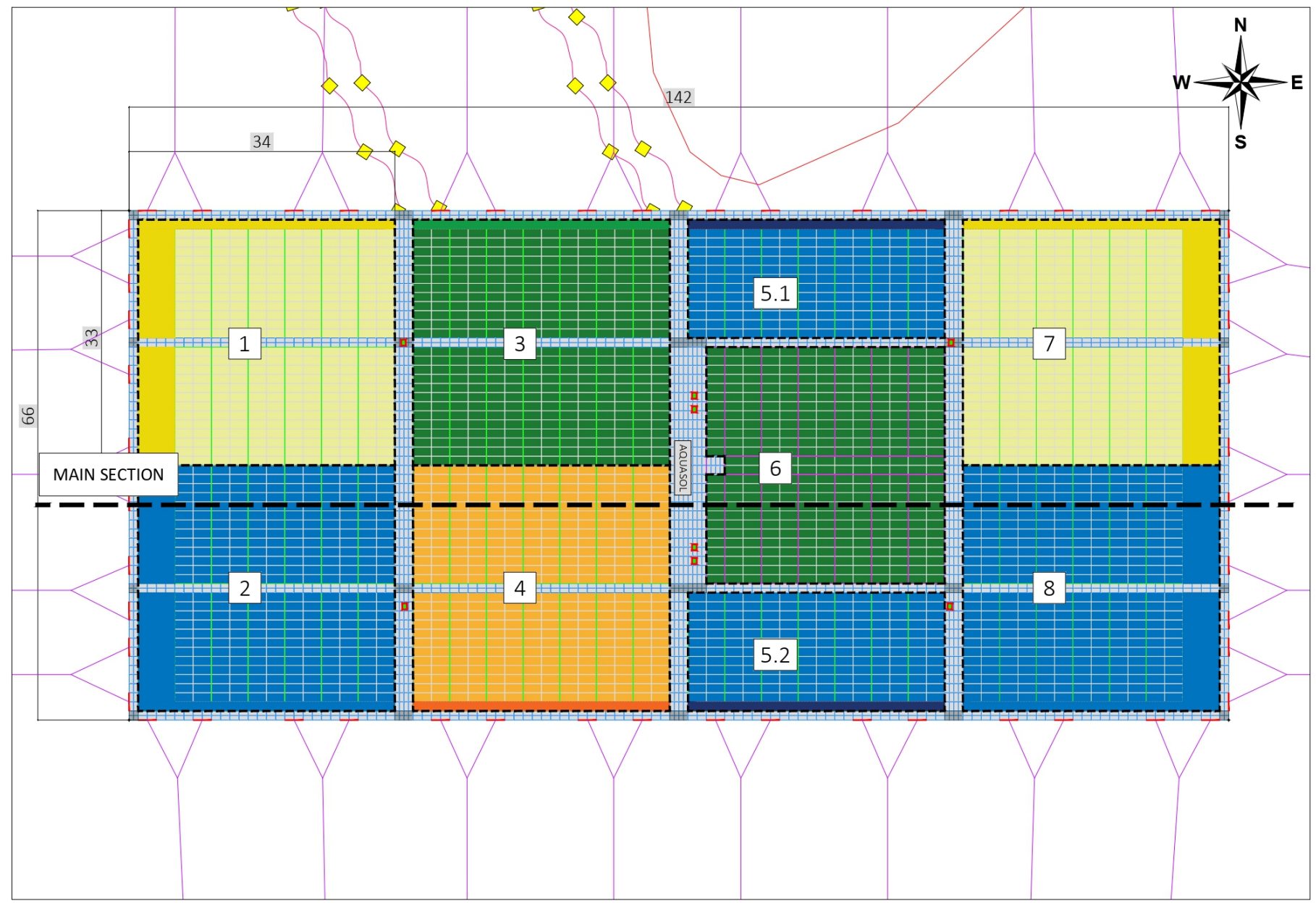
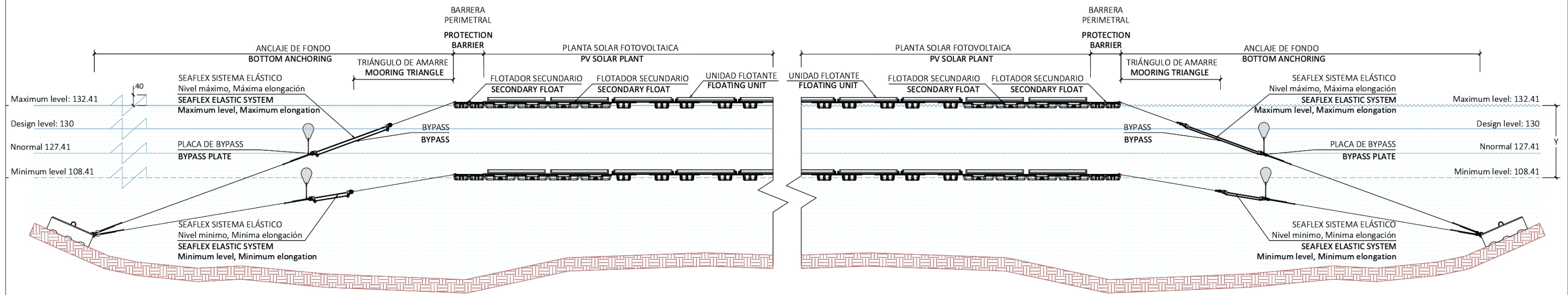
Cliente / Client:
UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:
**DETALLE INVERSOR TIPO 2 y 3
INVERTER DETAIL TYPE 2 & 3**

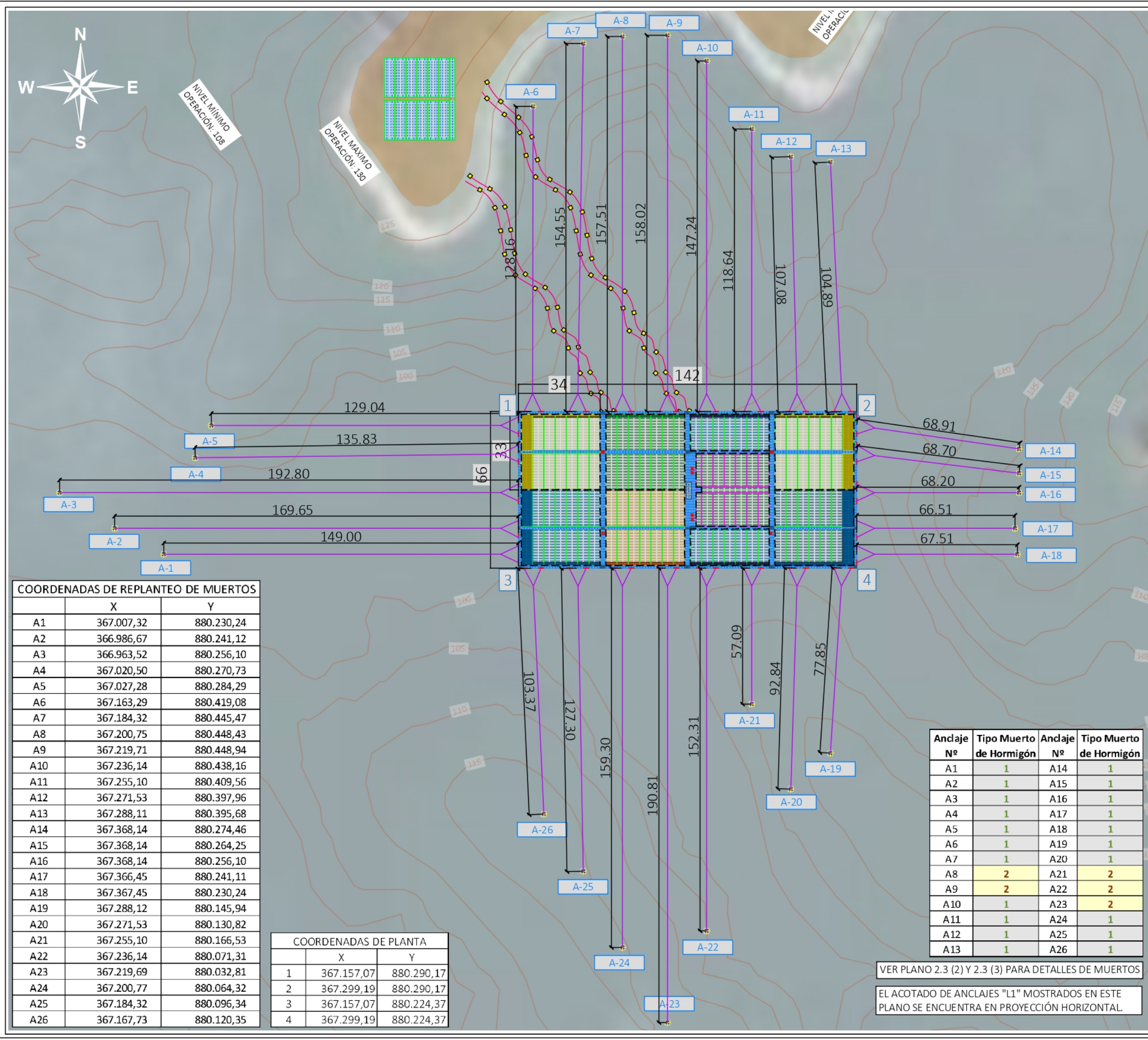


FLOATING SOLAR SYSTEM

Autor / Author: Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo	Fecha / Date: 17/10/22	Plano Nº Drawing number: 1.1 Hoja 2 de 2
	Escala / Scale: 1/250	



Proyecto / Project: FLOATING SOLAR PLANT		
Represa URRÁ I 470 Wp		
Cliente / Client: UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA		
Plano / Drawing: SECCIÓN TIPO NIVELES DE AGUA MAIN SECTION VIEW WATER LEVELS		
		
Autor / Author: Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo	Fecha / Date: 17/10/22 Escala / Scale: VARIAS	Plano Nº Drawing number: 1.2



COORDENADAS DE REPLANTEO DE MUERTOS

	X	Y
A1	367.007,32	880.230,24
A2	366.986,67	880.241,12
A3	366.963,52	880.256,10
A4	367.020,50	880.270,73
A5	367.027,28	880.284,29
A6	367.163,29	880.419,08
A7	367.184,32	880.445,47
A8	367.200,75	880.448,43
A9	367.219,71	880.448,94
A10	367.236,14	880.438,16
A11	367.255,10	880.409,56
A12	367.271,53	880.397,96
A13	367.288,11	880.395,68
A14	367.368,14	880.274,46
A15	367.368,14	880.264,25
A16	367.368,14	880.256,10
A17	367.366,45	880.241,11
A18	367.367,45	880.230,24
A19	367.288,12	880.145,94
A20	367.271,53	880.130,82
A21	367.255,10	880.166,53
A22	367.236,14	880.071,31
A23	367.219,69	880.032,81
A24	367.200,77	880.064,32
A25	367.184,32	880.096,34
A26	367.167,73	880.120,35

COORDENADAS DE PLANTA

	X	Y
1	367.157,07	880.290,17
2	367.299,19	880.290,17
3	367.157,07	880.224,37
4	367.299,19	880.224,37

Andaje Nº	Tipo Muerto de Hormigón	Andaje Nº	Tipo Muerto de Hormigón
A1	1	A14	1
A2	1	A15	1
A3	1	A16	1
A4	1	A17	1
A5	1	A18	1
A6	1	A19	1
A7	1	A20	1
A8	2	A21	2
A9	2	A22	2
A10	1	A23	2
A11	1	A24	1
A12	1	A25	1
A13	1	A26	1

VER PLANO 2.3 (2) Y 2.3 (3) PARA DETALLES DE MUERTOS

EL ACOTADO DE ANCLAJES "L1" MOSTRADOS EN ESTE PLANO SE ENCUENTRA EN PROYECCIÓN HORIZONTAL.

ISIFLOATING LEYENDA / LEGEND

DIBUJO DRAWING	DESCRIPCIÓN / DESCRIPTION
	CURVAS DE NIVEL CONTOUR LINES
	NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN MAXIMUM OPERATION LEVEL
	NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN MINIMUM OPERATION LEVEL
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES PRINCIPAL FLOATING UNIT ON MAIN FLOATS
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES SECUNDARIO FLOATING UNIT ON SECONDARY FLOATS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA PASARELAS SECONDARY FLOAT FOR WALKWAYS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA UNIDADES FLOTANTES SECONDARY FLOAT FOR FLOATING UNITS
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR STRING AREA FROM SAME INVERTER
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (26 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (26 MODULES/STRING)
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (24 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (24 MODULES/STRING)
	AMARRES Y ANCLAJES MOORINGS AND ANCHORAGE
	SALIDA DE CABLEADO OUTPUT CABLES

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:

FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp

Cliente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

PLANTA REPLANTEO DE ANCLAJES
SETTING-OUT WORKS: ANCHORING SYSTEM



Autor / Author:

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:

17/10/22

Escala / Scale:

1/1500

Plano Nº
Drawing number:

2.0

TABLA LONGITUDES

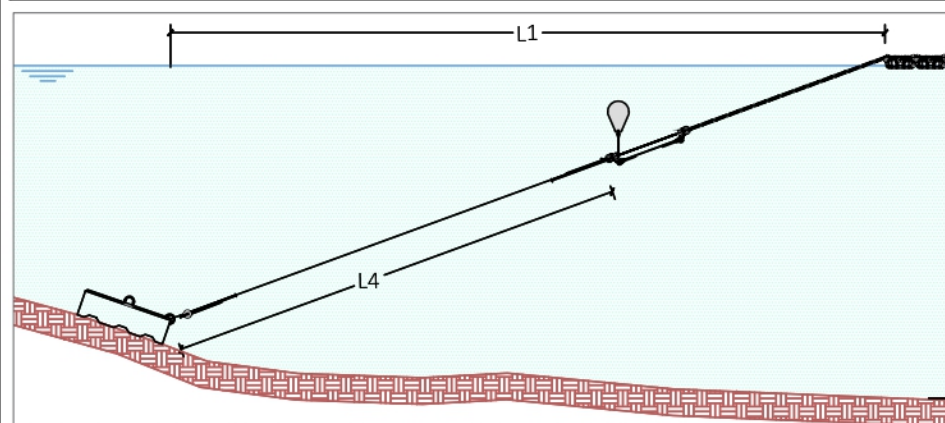
ID ANCLAJE	L4 (M) LONGITUD DESDE FONDEO A SEAFLEX	L5 (M) (LONGITUD DE CORTE DE CABOS LARGOS)	L6 (M) (LONGITUD DE CORTE CABOS TRIANGULO)
A01	133,30	135,30	36,34
A02	154,53	156,53	36,34
A03	177,77	179,77	36,34
A04	121,21	123,21	36,34
A05	114,93	116,93	36,34
A06	116,50	118,50	36,34
A07	142,52	144,52	36,34
A08	145,76	147,76	36,34
A09	146,27	148,27	36,34
A10	135,44	137,44	36,34
A11	106,93	108,93	36,34
A12	95,41	97,41	36,34
A13	91,78	93,78	36,34
A14	54,70	56,70	36,34
A15	55,25	57,25	36,34
A16	54,68	56,68	36,34
A17	53,10	55,10	36,34
A18	54,09	56,09	36,34
A19	63,87	65,87	36,34
A20	76,90	78,90	36,34
A21	35,30	37,30	36,34
A22	139,23	141,23	36,34
A23	179,45	181,45	36,34
A24	148,00	150,00	36,34
A25	114,28	116,28	36,34
A26	90,28	92,28	36,34

TABLA UNIDADES DE SEAFLEX

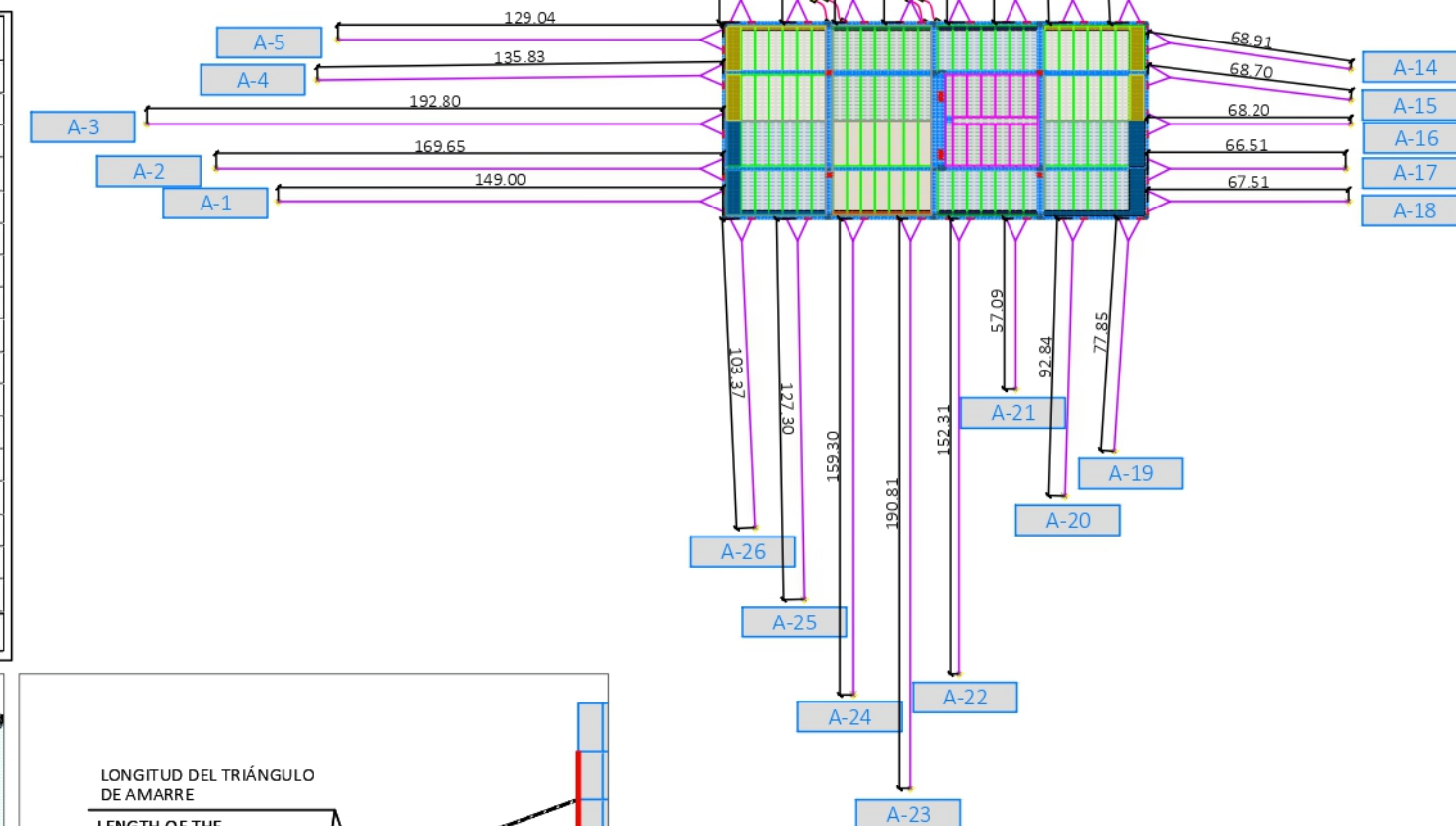
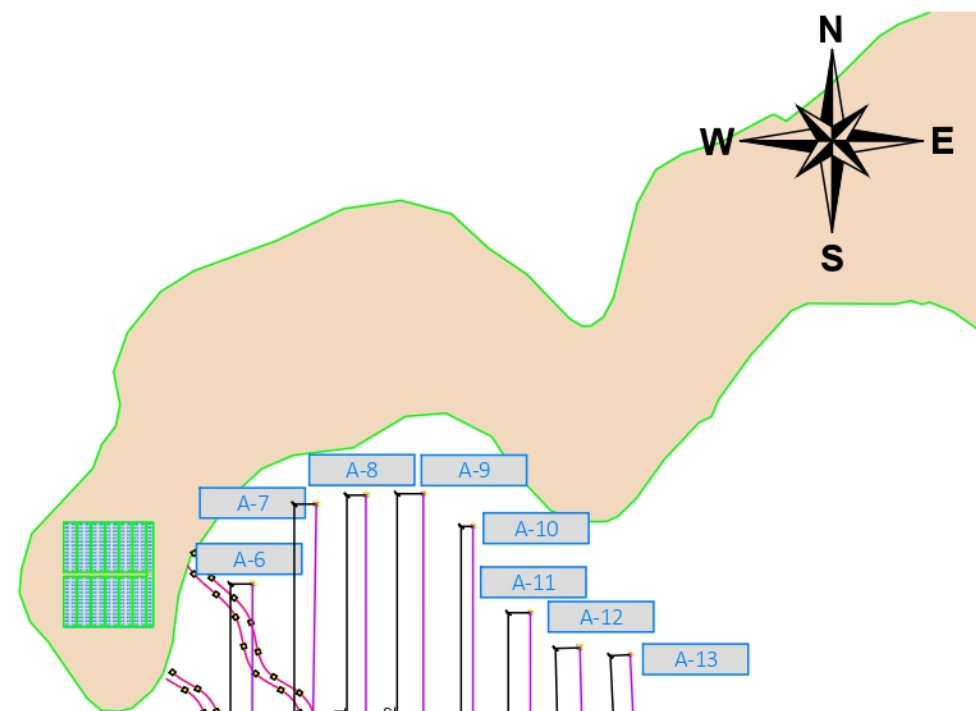
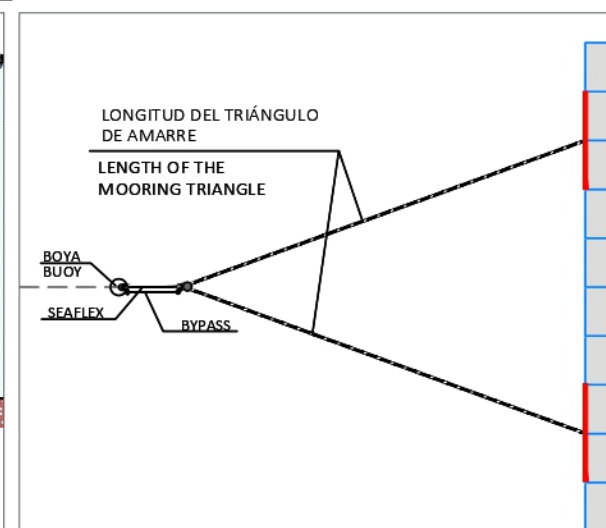
ID ANCHORING	SEAFLEX UNIT	BYPASS LENGHT
A01	1085TT	16,15
A02	1075TT	14,25
A03	1070TT	13,30
A04	1065TT	12,35
A05	1050TT	9,50
A06	2030TT	5,70
A07	2030TT	5,70
A08	2030TT	5,70
A09	2030TT	5,70
A10	2030TT	5,70
A11	2030TT	5,70
A12	2030TT	5,70
A13	2040TT	7,60
A14	1050TT	9,50
A15	1045TT	8,55
A16	1045TT	8,55
A17	1045TT	8,55
A18	1045TT	8,55
A19	2055TT	10,45
A20	2065TT	12,35
A21	20110TT	20,90
A22	2045TT	8,55
A23	2030TT	5,70
A24	2030TT	5,70
A25	2040TT	7,60
A26	2040TT	7,60

TABLA OPTIMIZACIÓN DE CORTE DE CUERDA

Bar	Cant.	Cortes	Sobrante
B01	1	181,45 \ 36,34	2,21
B02	1	179,77 \ 36,34	3,89
B03	1	156,53 \ 36,34	27,13
B04	1	150 \ 36,34	33,66
B05	1	148,27 \ 55,1	16,63
B06	1	147,76 \ 56,09	16,15
B07	1	144,52 \ 2x36,34	2,8
B08	1	141,23 \ 2x36,34	6,09
B09	1	137,44 \ 78,9	3,66
B10	1	135,3 \ 2x36,34	12,02
B11	1	123,21 \ 92,28	4,51
B12	1	118,5 \ 93,78	7,72
B13	1	116,93 \ 56,68 \ 36,34	10,05
B14	1	116,28 \ 57,25 \ 36,34	10,13
B15	1	108,93 \ 37,3 \ 2x36,34	1,09
B16	1	97,41 \ 65,87 \ 56,7	0,02
B17	2	6x36,34	1,96
Total : 18			



* L5 = LONGITUD DE CORTE DE CABOS LARGOS = L4 + 2 m (SE AÑADIRÁN 2 m A LA LONGITUD L4 PARA EJECUTAR LA GAZA + GUARDACABOS.)
 * L5 = CUTTING LENGTH OF LONG ROPES = L4 + 2 m (2 m WILL BE ADDED TO THE L4 LENGTH TO EXECUTE GALVANIZED THIMBLES.)



EL ACOTADO DE ANCLAJES "L1" MOSTRADOS EN ESTE PLANO SE ENCUENTRA EN PROYECCIÓN HORIZONTAL.

ISIFLOATING LEYENDA / LEGEND

DIBUJO DRAWING	DESCRIPCIÓN / DESCRIPTION
	CURVAS DE NIVEL CONTOUR LINES
	NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN MAXIMUM OPERATION LEVEL
	NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN MINIMUM OPERATION LEVEL
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES PRINCIPAL FLOATING UNIT ON MAIN FLOATS
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES SECUNDARIO FLOATING UNIT ON SECONDARY FLOATS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA PASARELAS SECONDARY FLOAT FOR WALKWAYS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA UNIDADES FLOTANTES SECONDARY FLOAT FOR FLOATING UNITS
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR STRING AREA FROM SAME INVERTER
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (26 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (26 MODULES/STRING)
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (24 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (24 MODULES/STRING)
	AMARRÉS Y ANCLAJES MOORINGS AND ANCHORAGE
	SALIDA DE CABLEADO OUTPUT CABLES

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:

FLOATING SOLAR PLANT REPRESA URRÁ I 470 Wp

Cliente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

PLANTA CABOS DE ANCLAJE ANCHORING ROPES LAYOUT



Autor / Author:

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:

17/10/22

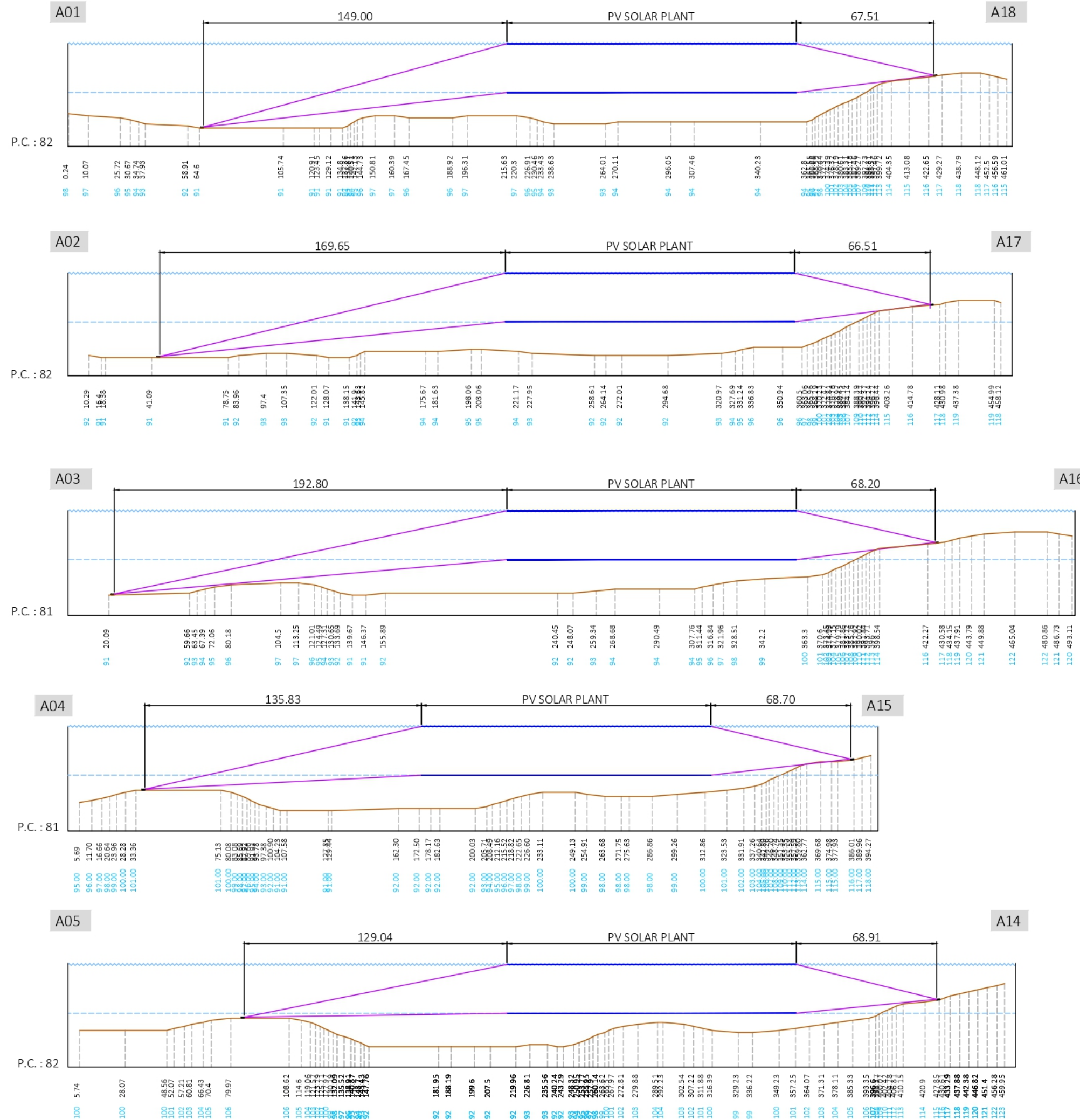
Escala / Scale:

1/2500

Plano Nº
Drawing number:

2.1

PERFILES LONGITUDINALES

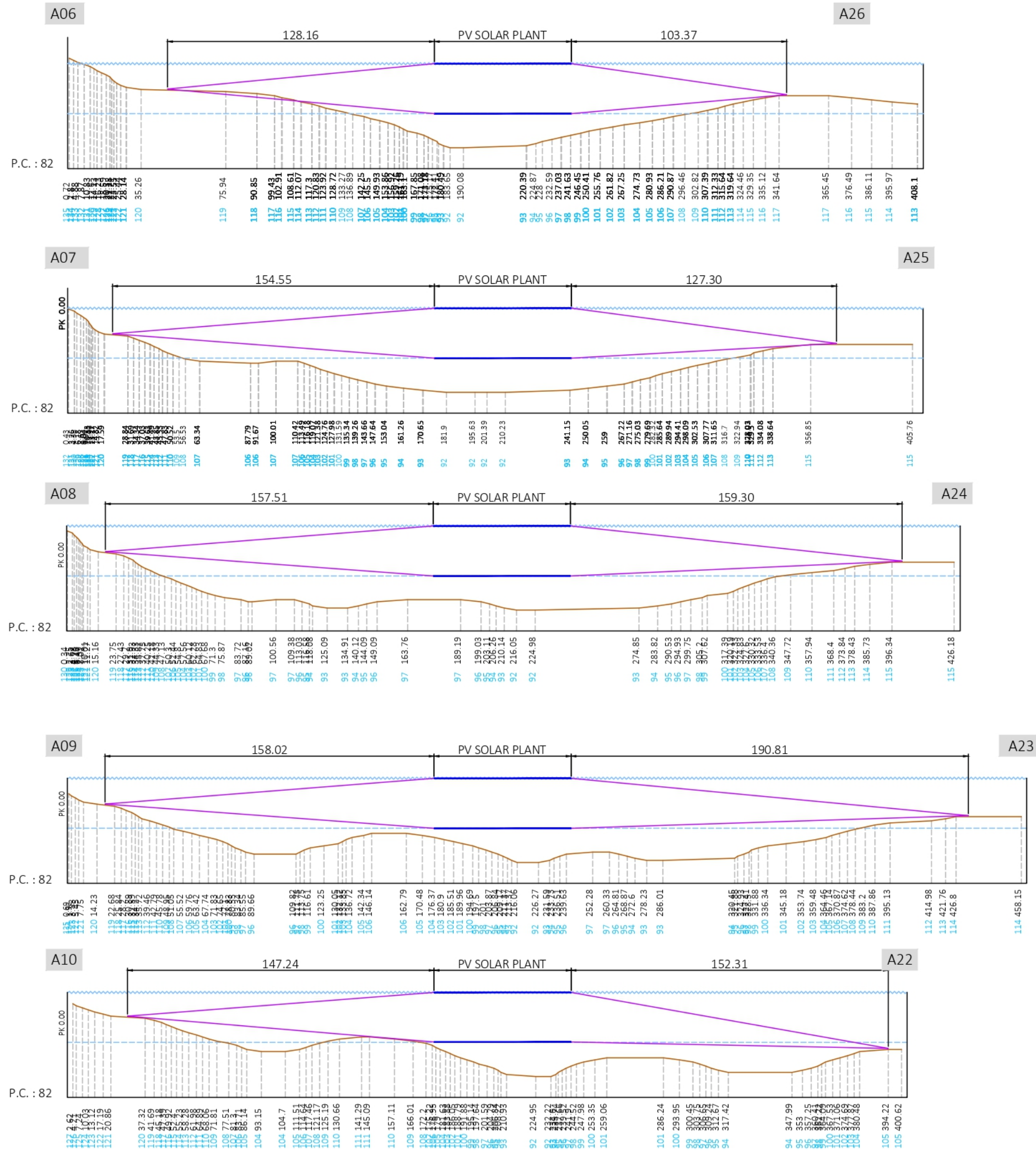


MAXIMUM WATER LEVEL: 132,41 m
MINIMUM OPERATION LEVEL: 108,41 m

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:		
FLOATING SOLAR PLANT		
REPRESA URRÁ I 470 Wp		
Cliente / Client:		
UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA		
Plano / Drawing:		
PERFILES TOPOGRÁFICOS TOPOGRAPHIC PROFILES		
		
Autor / Author:	Fecha / Date:	Plano N° Drawing number:
	17/10/22	
	Escala / Scale:	2.2 Sheet 1 de 3
Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo		

PERFILES LONGITUDINALES



Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:
**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

Ciente / Client:
UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:
**PERFILES TOPOGRÁFICOS
TOPOGRAPHIC PROFILES**

**isifloating**
FLOATING SOLAR SYSTEM

Autor / Author:
Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:
17/10/22

Escala / Scale:
1/2000

Plano Nº
Drawing number:
2.2

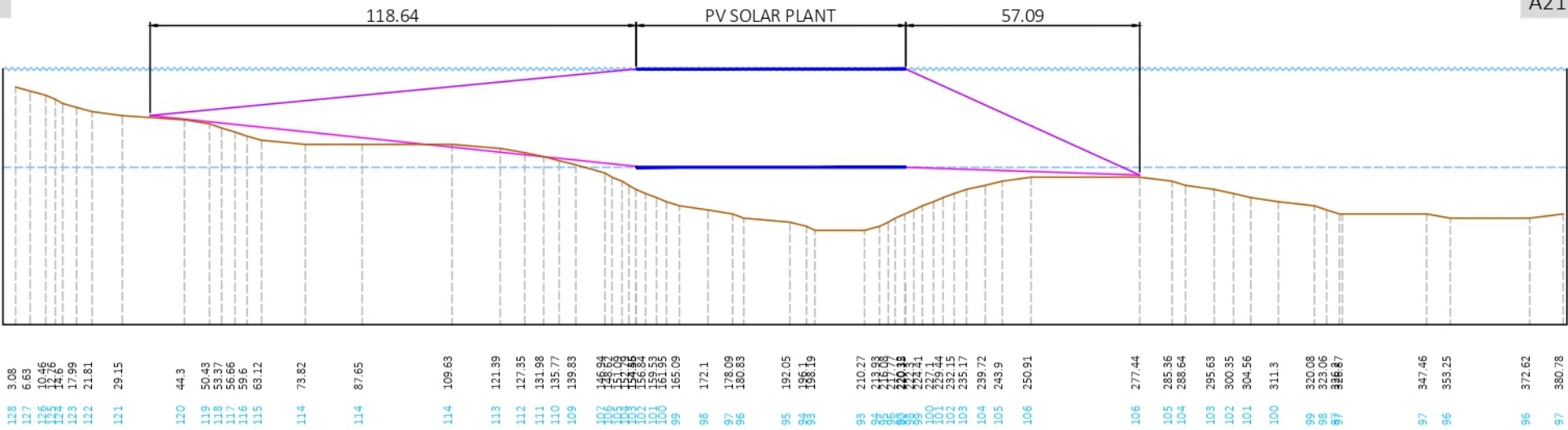
Sheet 2 de 3

PERFILES LONGITUDINALES

A11

A21

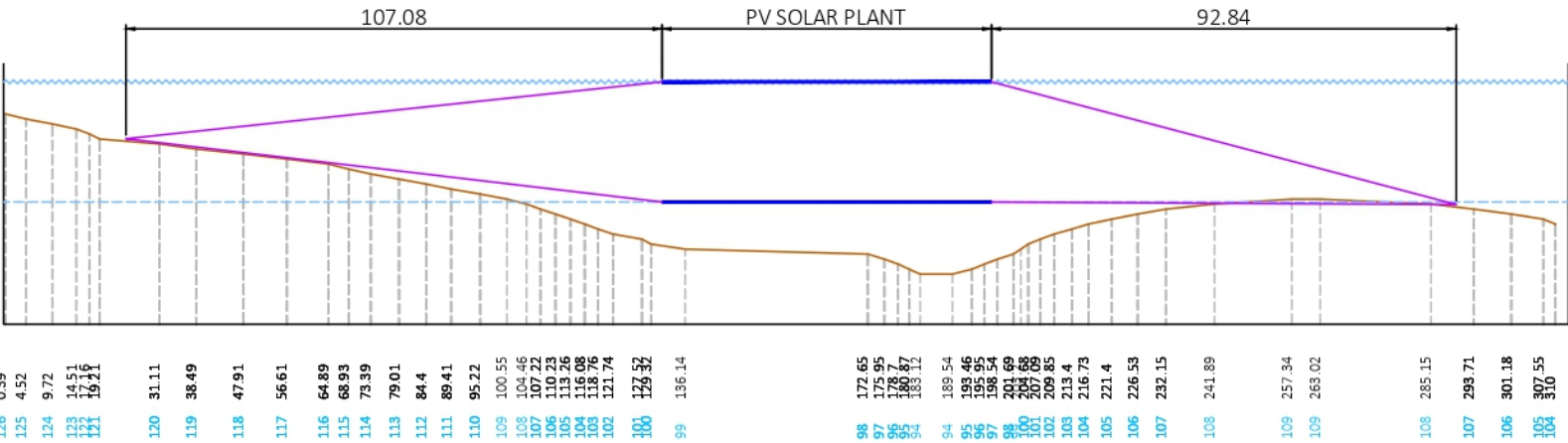
P.C. : 70



A12

A20

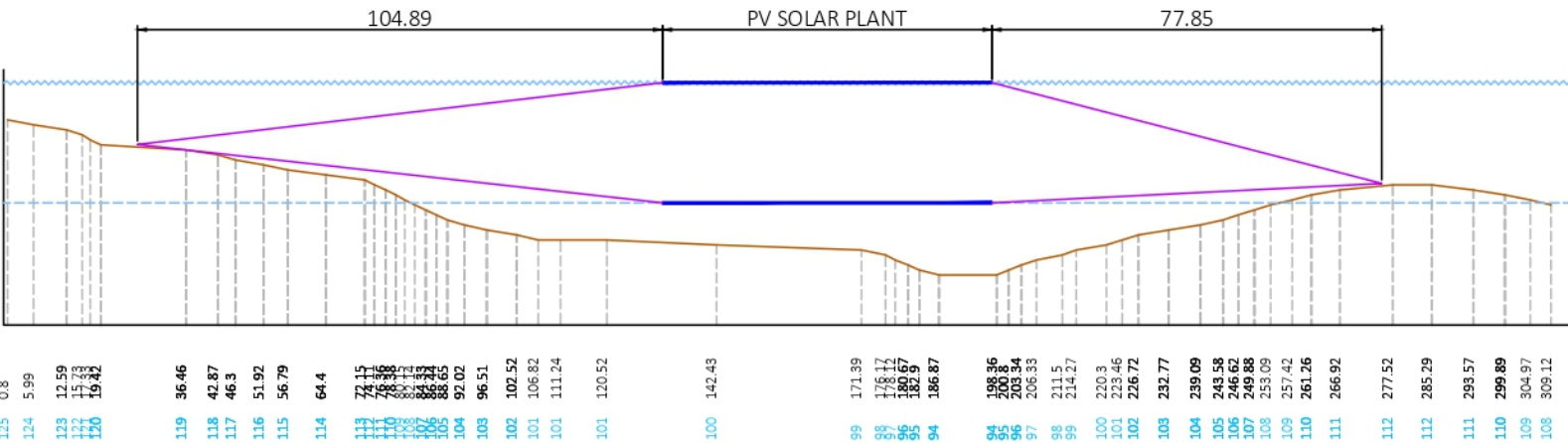
P.C. : 84



A13

A19

P.C. : 84

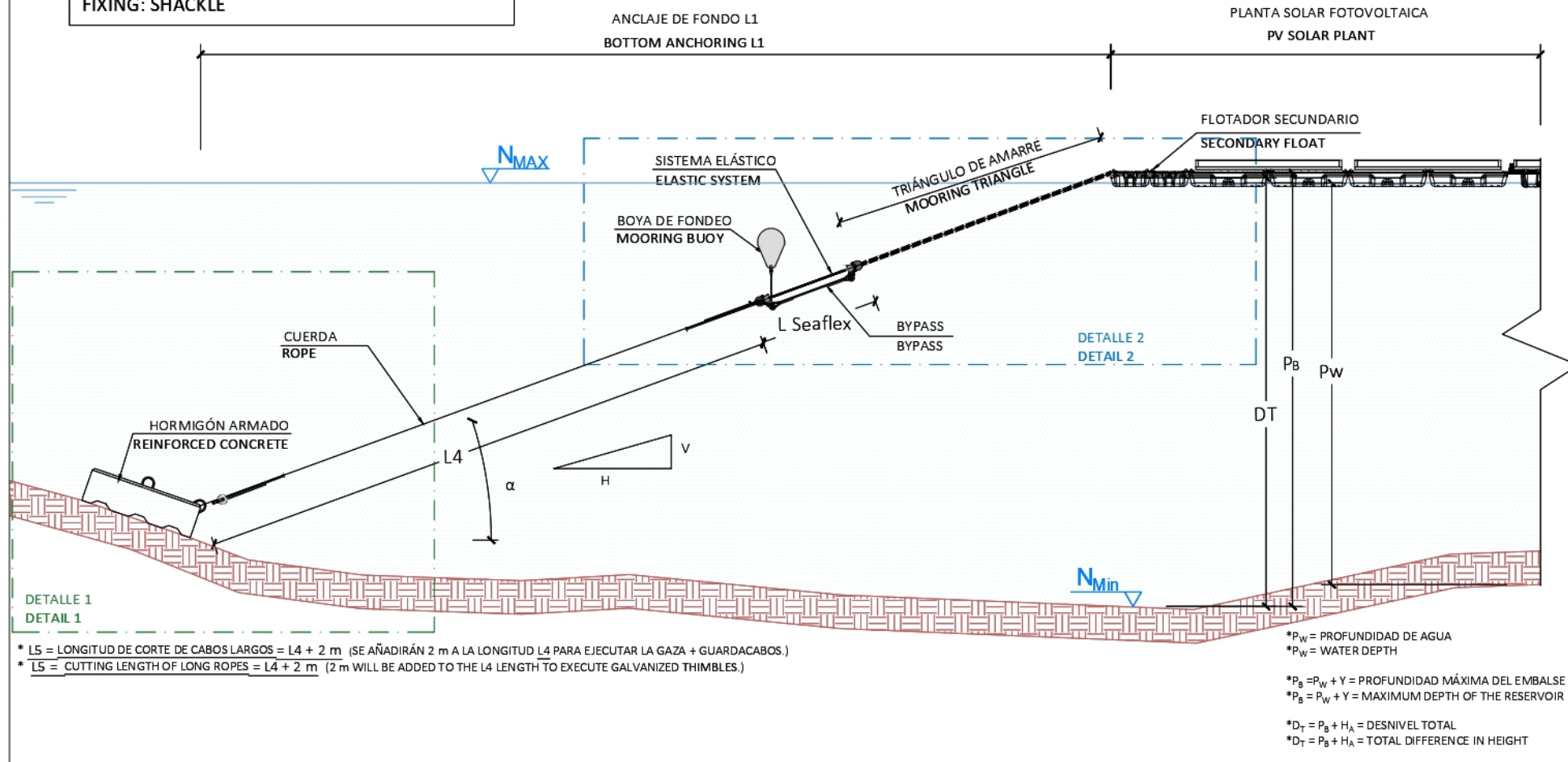


MAXIMUM WATER LEVEL: 132,41 m
MINIMUM OPERATION LEVEL: 108,41 m

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project: FLOATING SOLAR PLANT REPRESA URRÁ I 470 Wp		
Cliente / Client: UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA		
Plano / Drawing: PERFILES TOPOGRÁFICOS TOPOGRAPHIC PROFILES		
		
Autor / Author: Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo	Fecha / Date: 17/10/22	Plano N° Drawing number: 2.2 Sheet 3 de 3
	Escala / Scale: 1/1500	

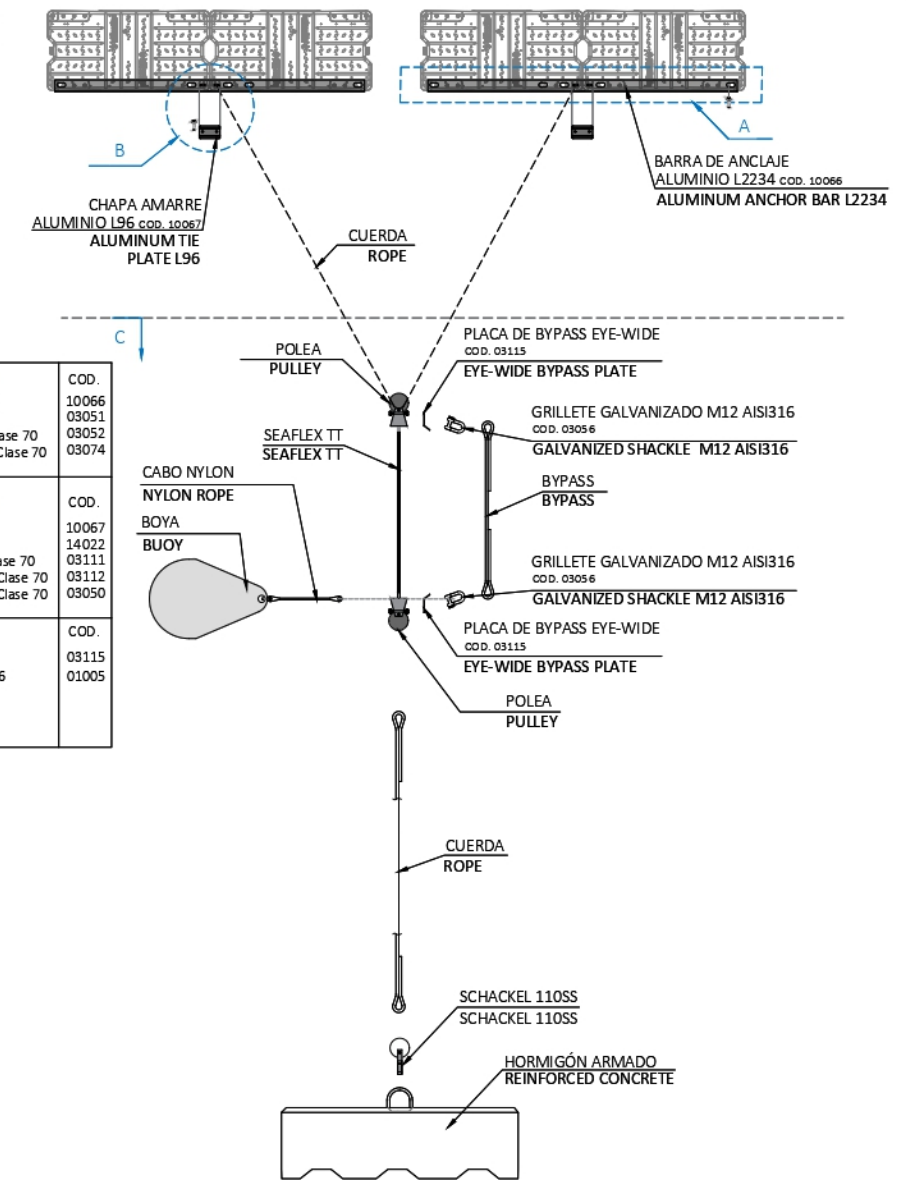
ANCLAJE A FONDO
TIPO: CONTRAPESO DE HORMIGÓN
FIJACIÓN: ARGOLLA
BOTTOM ANCHORING
CONCRETE BALLESTED
FIXING: SHACKLE



* L_5 = LONGITUD DE CORTE DE CABOS LARGOS = $L_4 + 2$ m (SE AÑADIRÁN 2 m A LA LONGITUD L_4 PARA EJECUTAR LA GAZA + GUARDACABOS.)
* L_5 = CUTTING LENGTH OF LONG ROPES = $L_4 + 2$ m (2 m WILL BE ADDED TO THE L_4 LENGTH TO EXECUTE GALVANIZED THIMBLES.)

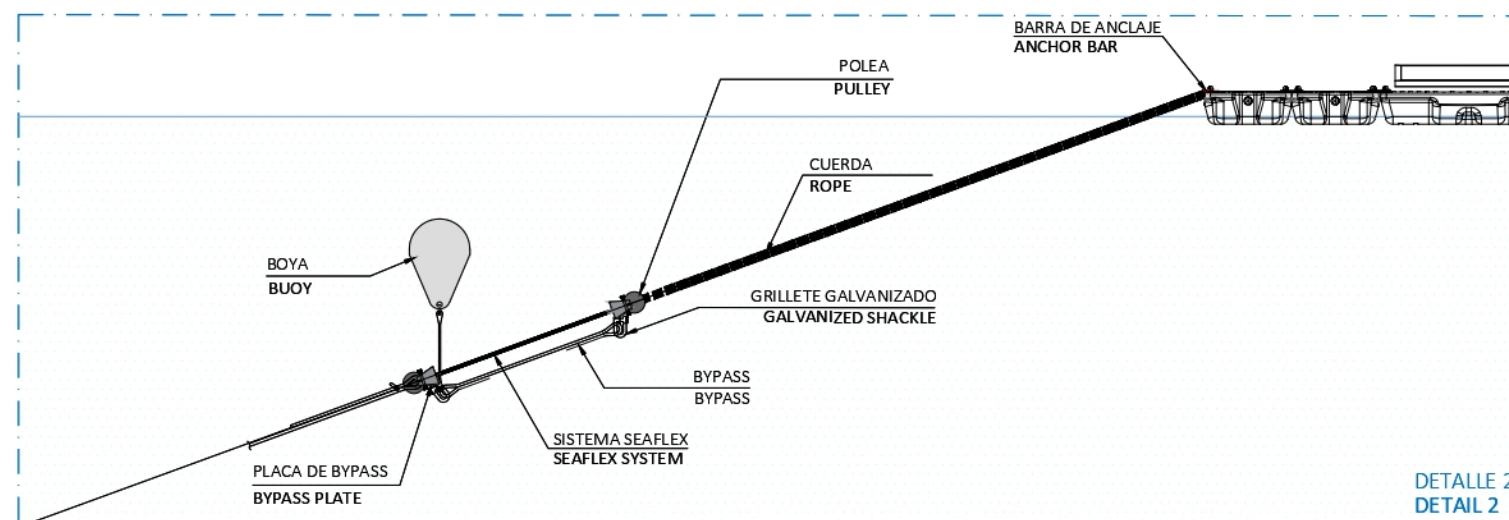
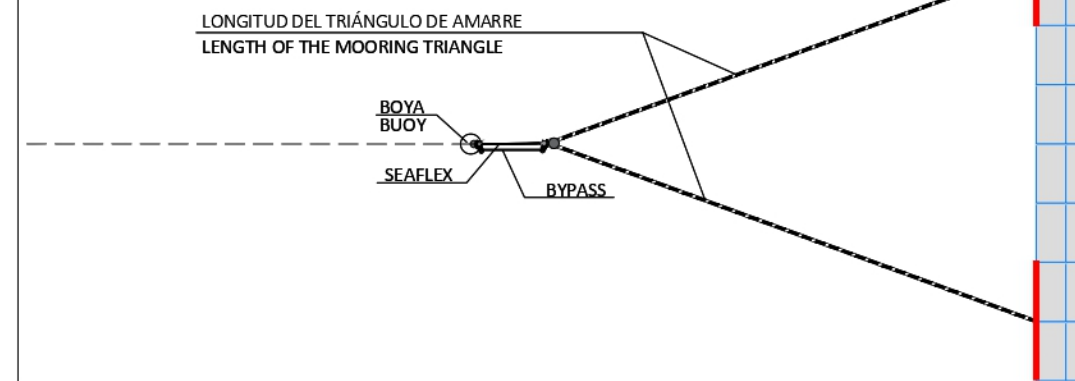
DESPIECE
DISMANTLING

ELEMENTOS BARRA DE ANCLAJE	COD.
Barra de Anclaje Aluminio L2234	10066
Tornillo DIN 933 M20 L40 Inox	03051
Tuerca DIN 934 M20 Inox A2 Clase 70	03052
Arandela DIN 127 M20 Inox A2 Clase 70	03074
ELEMENTOS CHAPA DE AMARRE	COD.
Chapa Amarre Aluminio L96	10067
Tornillo M12 Inox Clase 70	14022
Tuerca DIN 934 M12 Inox A2 Clase 70	03111
Arandela DIN 127 M12 Inox A2 Clase 70	03112
Arandela DIN 125 M12 Inox A2 Clase 70	03050
ELEMENTOS SEAFLEX	COD.
Placa de Bypass Eye-Wide	03115
Grillete Galvanizado M16 AISI316	01005
Bypass	
Seaflex TT	
Schackel 110SS	

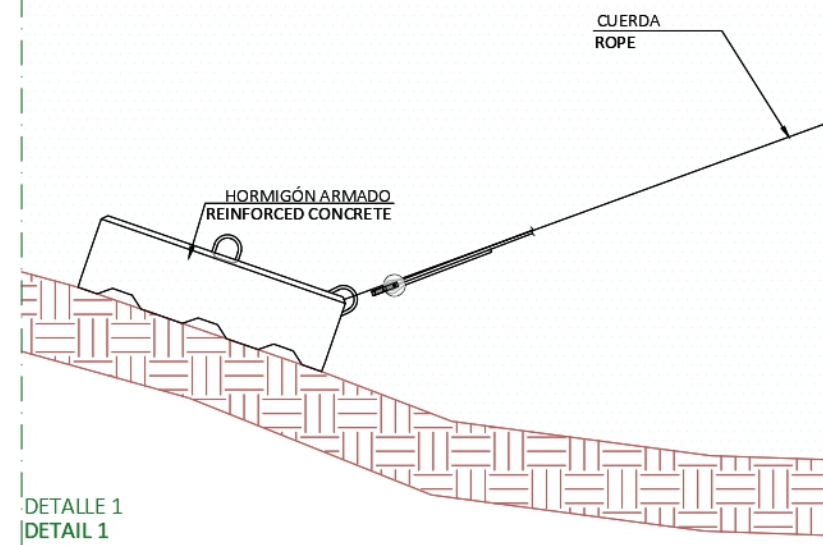


Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

PLANTA TRIÁNGULO DE AMARRE
GROUND PLAN MOORING TRIANGLE



ANCLAJE DE FONDO
BOTTOM ANCHORING



Proyecto / Project:

**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

Cliente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

**ANCLAJES
ANCHORING**

isifloating
FLOATING SOLAR SYSTEM

Autor / Author:

Fecha / Date:

Plano N°
Drawing number:

17/10/22

Escala / Scale:

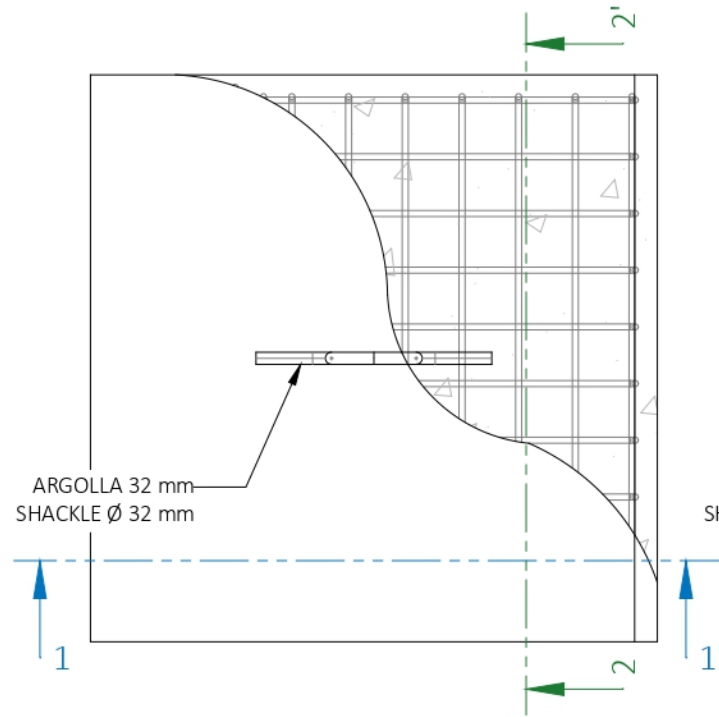
2.3

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

VARIAS

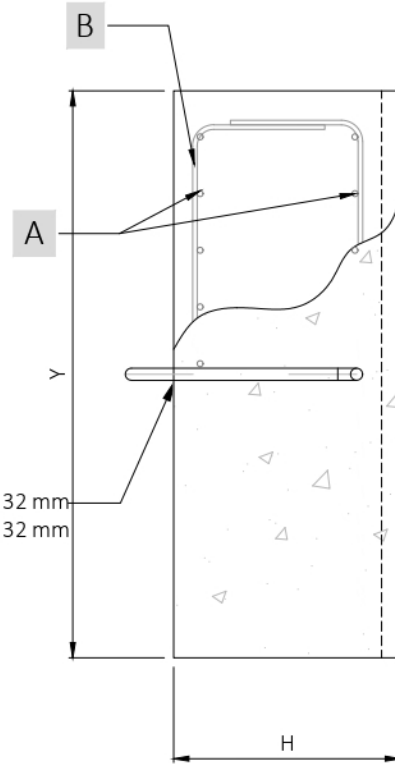
Sheet 1 de 3

PLANTA
GROUND PLAN

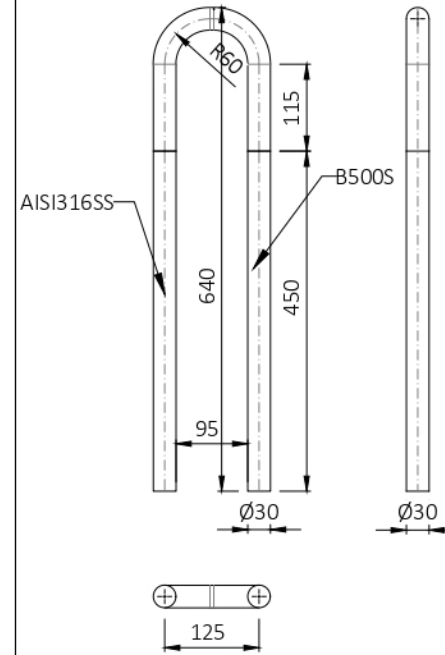


BLOQUE HORMIGON TIPO 1

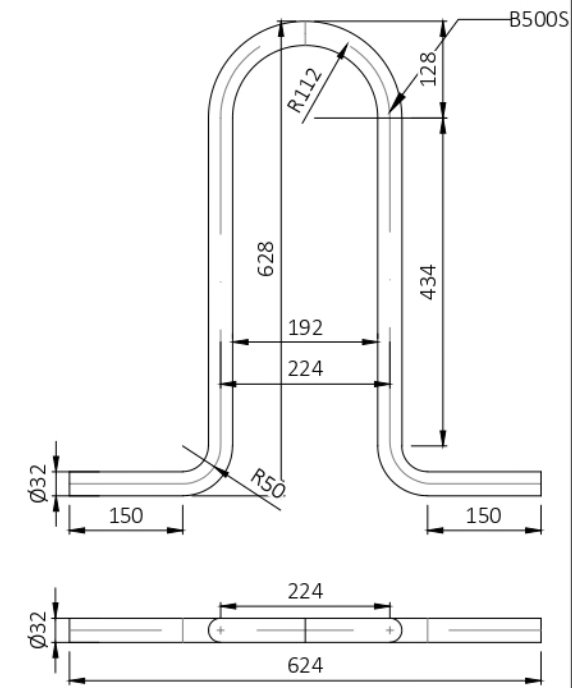
CORTE 2-2'
CUTLINE 2-2'



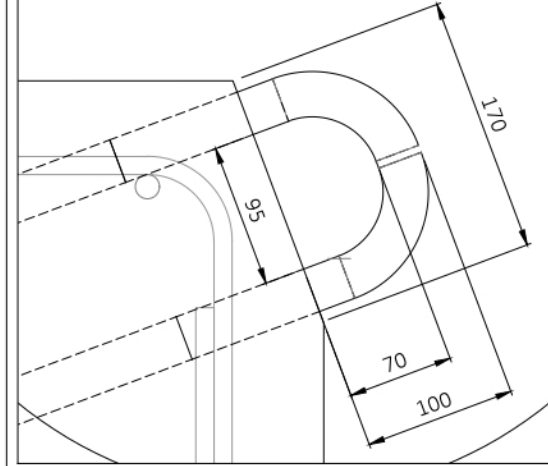
ARGOLLA Ø 30 mm
SHACKLE Ø 30 mm Esc. 1:10



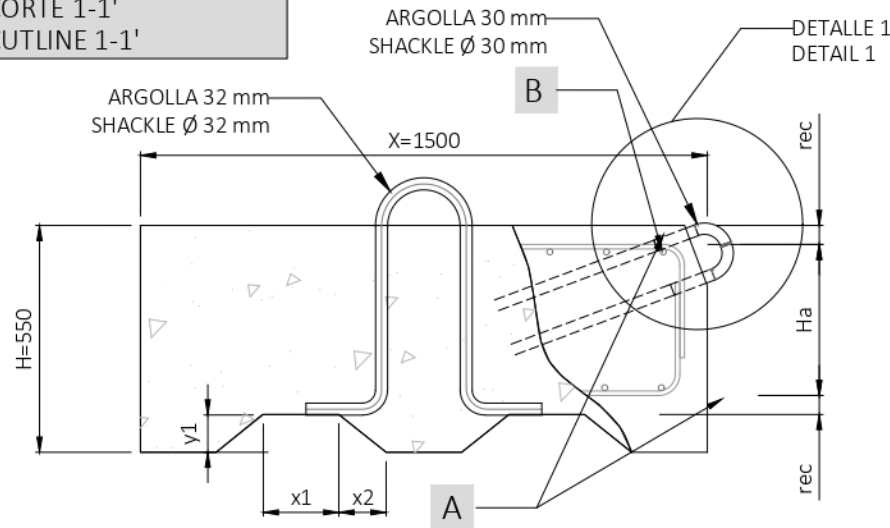
ARGOLLA Ø 32 mm
SHACKLE Ø 32 mm Esc. 1:10



DETALLE 1
DETAIL 1

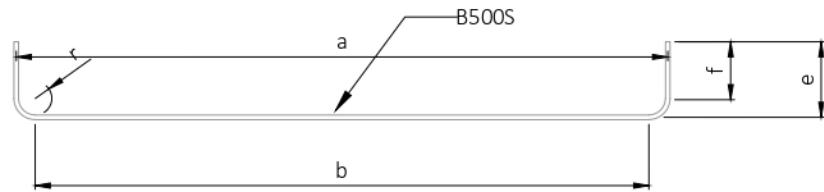


CORTE 1-1'
CUTLINE 1-1'

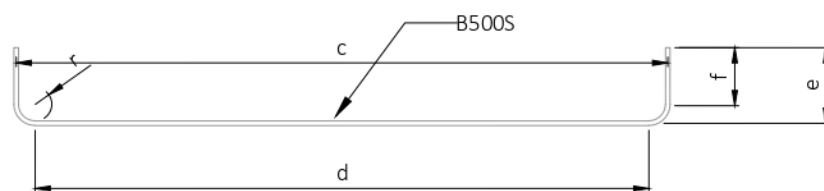


CONCRETE BLOCK type 1 DIMENSIONS (mm)	
Ø	12
X	1500
Y	1500
H	550
Rec	50
x1	200
y1	100
x2	125
Ha	350

A Ø /150 X 150 mm



B Ø /150 X 150 mm



STEEL DIMENSIONS TABLE			
A (mm)		B (mm)	
Ø	12	Ø	12
r	48	r	48
e	244	e	244
f	196	f	196
a	1388	c	1388
b	1292	d	1292

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Anclaje Nº	Tipo Bloque de Hormigón	Anclaje Nº	Tipo Bloque de Hormigón
A-1	1	A-14	1
A-2	1	A-15	1
A-3	1	A-16	1
A-4	1	A-17	1
A-5	1	A-18	1
A-6	1	A-19	1
A-7	1	A-20	1
A-8	2	A-21	2
A-9	2	A-22	2
A-10	1	A-23	2
A-11	1	A-24	1
A-12	1	A-25	1
A-13	1	A-26	1

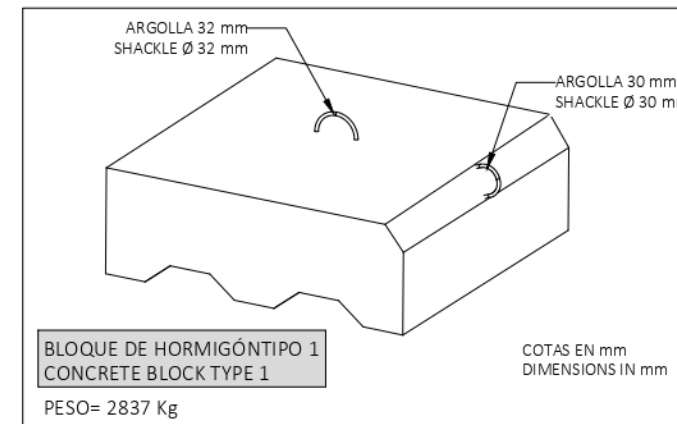


TABLE OF TECHNICAL CHARACTERISTICS

Element	Location	Features	
		Title	Resistance C.
Concrete	CONCRETE BLOCKS	HA-30/B/20/IIIb	30 N/mm ²
Steel reinforcements	CONCRETE BLOCKS	B 500 S	500 N/mm ²
Shackle	CONCRETE BLOCKS	STAINLESS STEEL AISI 316 EN (10088) - 1.4401 DIN X5CrNiMo17-12-2	530 N/mm ²

MATERIAL: ACERO B500S
DIÁMETRO: 32 MM
TRATAMIENTO: ACERO GALVANIZADO EN CALIENTE

Proyecto / Project:

**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

Cliente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

**ANCLAJES BLOQUE DE HORMIGÓN TIPO 1
ANCHORING CONCRETE BLOCK TYPE 1**



Autor / Author:

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:

17/10/22

Escala / Scale:

VARIAS

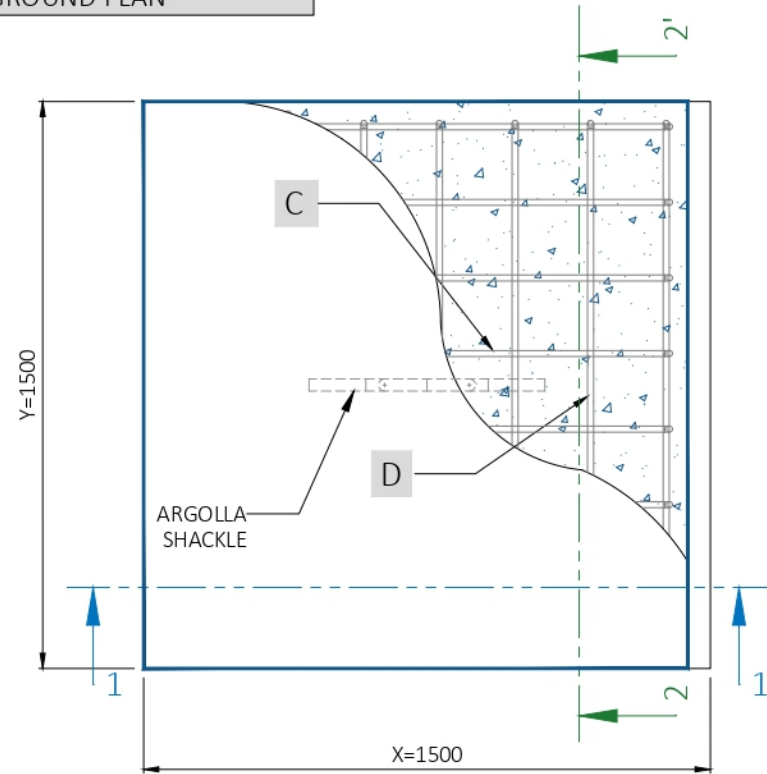
Plano Nº
Drawing number:

2.3

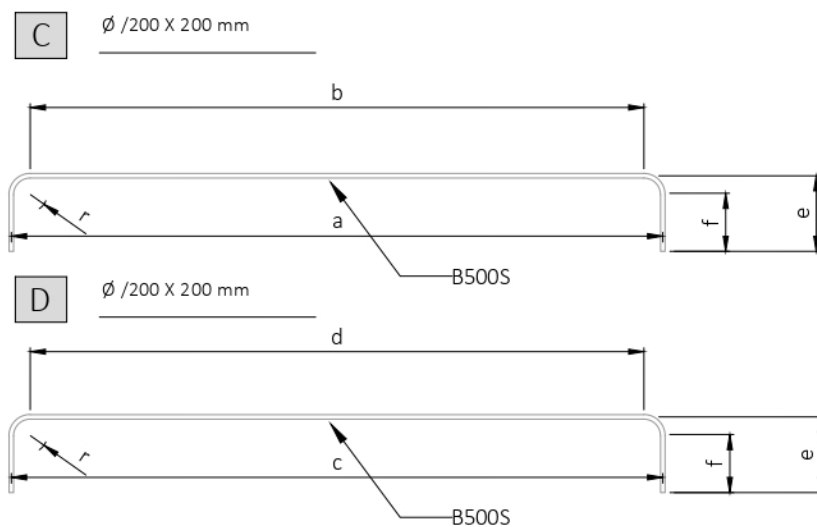
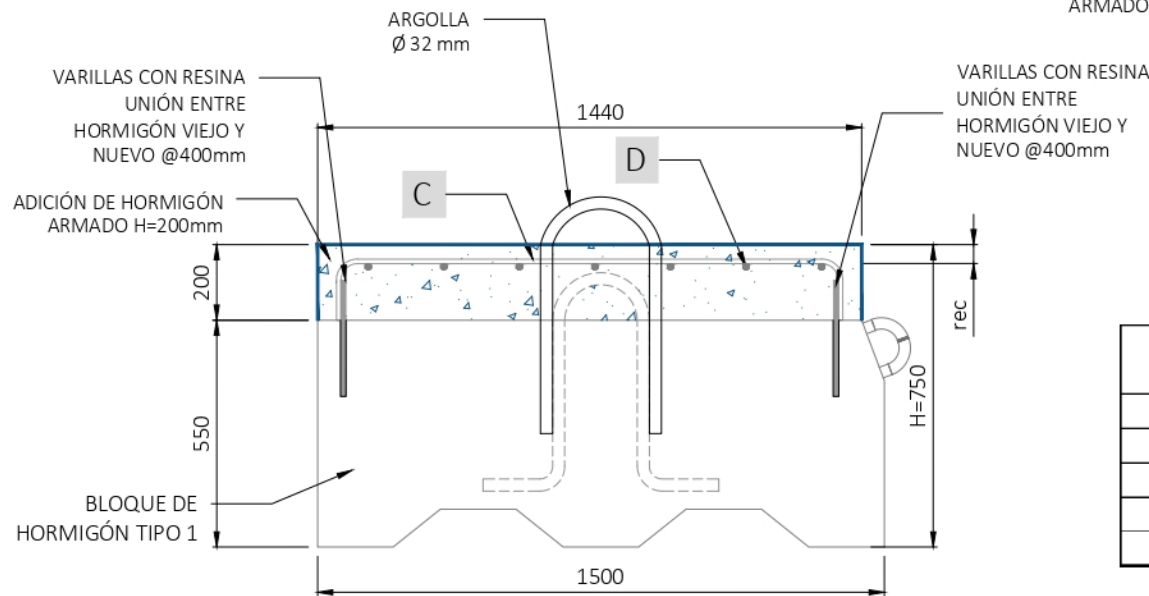
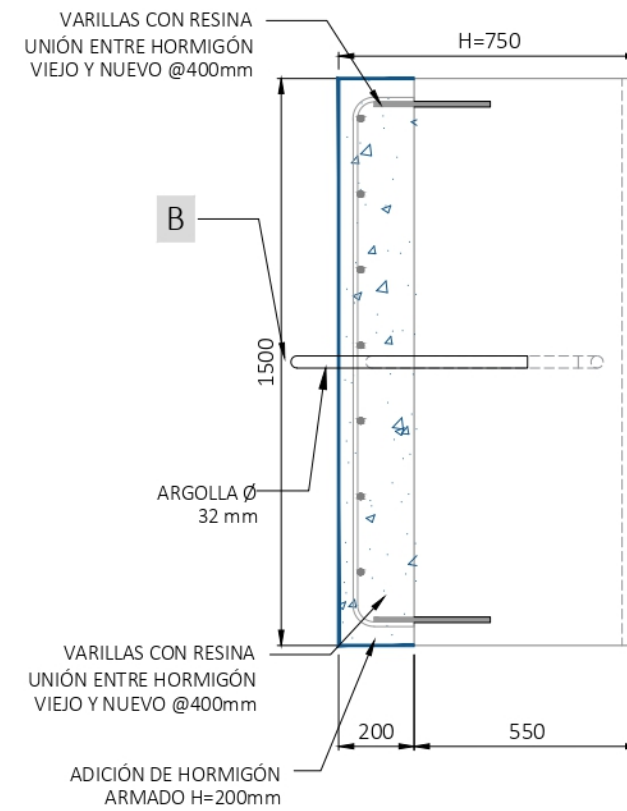
Sheet 2 de 3

BLOQUE HORMIGÓN TIPO 2
MODIFICACIÓN DE BLOQUE DE HORMIGÓN TIPO 1

PLANTA
GROUND PLAN



CORTE 2-2'
CUTLINE 2-2'



CONCRETE BLOCK type 2 DIMENSIONS (mm)	
Ø	12
X	1500
Y	1500
H	750
Rec	50

STEEL DIMENSIONS TABLE			
A (mm)		B (mm)	
Ø	12	Ø	12
r	48	r	48
e	150	e	150
f	102	f	102
a	1328	c	1388
b	1232	d	1292

ARGOLLA Ø 32 mm
SHACKLE Ø 32 mm Esc. 1:10

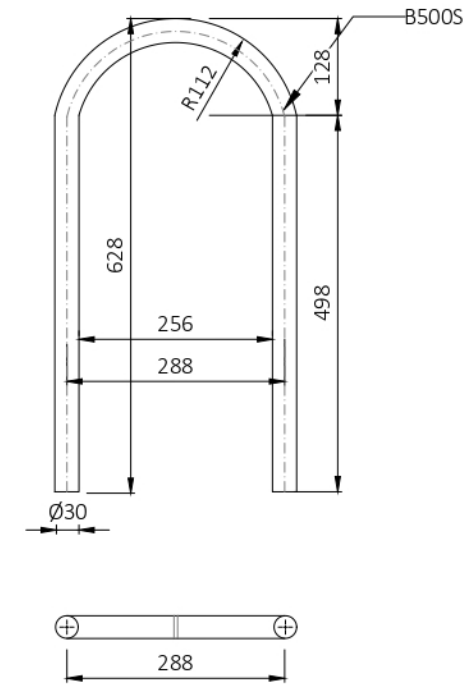
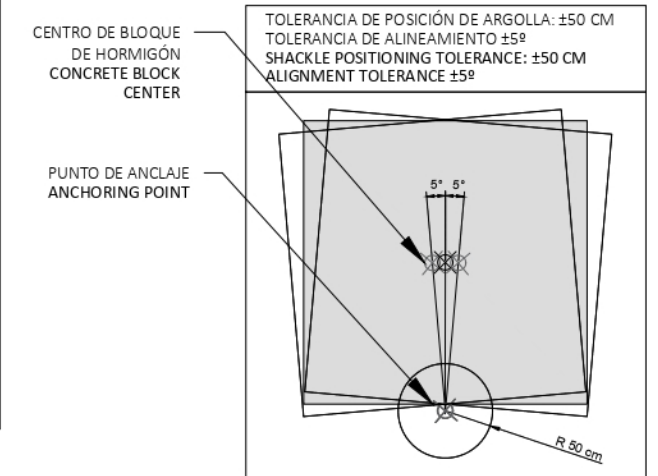


TABLE OF TECHNICAL CHARACTERISTICS

Element	Location	Features	
		Title	Resistance C.
Concrete	CONCRETE BLOCKS	HA-30/B/20/IIb	30 N/mm ²
Steel reinforcements	CONCRETE BLOCKS	B 500 S	500 N/mm ²
Shackle	CONCRETE BLOCKS	STAINLESS STEEL AISI 316 EN (10088) - 1.4401 DIN X5CrNiMo17-12-2	530 N/mm ²

MATERIAL: ACERO B500S
DIÁMETRO: 32 MM
TRATAMIENTO: ACERO GALVANIZADO EN CALIENTE



Anclaje Nº	Tipo Bloque de Hormigón	Anclaje Nº	Tipo Bloque de Hormigón
A-1	1	A-14	1
A-2	1	A-15	1
A-3	1	A-16	1
A-4	1	A-17	1
A-5	1	A-18	1
A-6	1	A-19	1
A-7	1	A-20	1
A-8	2	A-21	2
A-9	2	A-22	2
A-10	1	A-23	2
A-11	1	A-24	1
A-12	1	A-25	1
A-13	1	A-26	1

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:

**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

Cliente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

ANCLAJES BLOQUE DE HORMIGÓN TIPO 2
ANCHORING CONCRETE BLOCK TYPE 2

isifloating
FLOATING SOLAR SYSTEM

Autor / Author:

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:

17/10/22

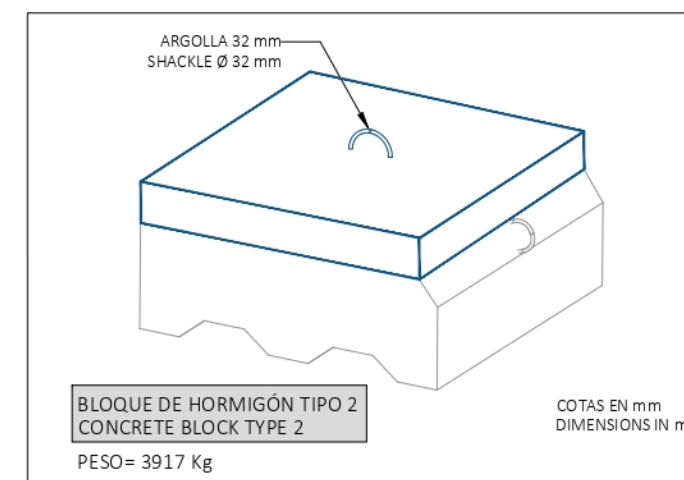
Escala / Scale:

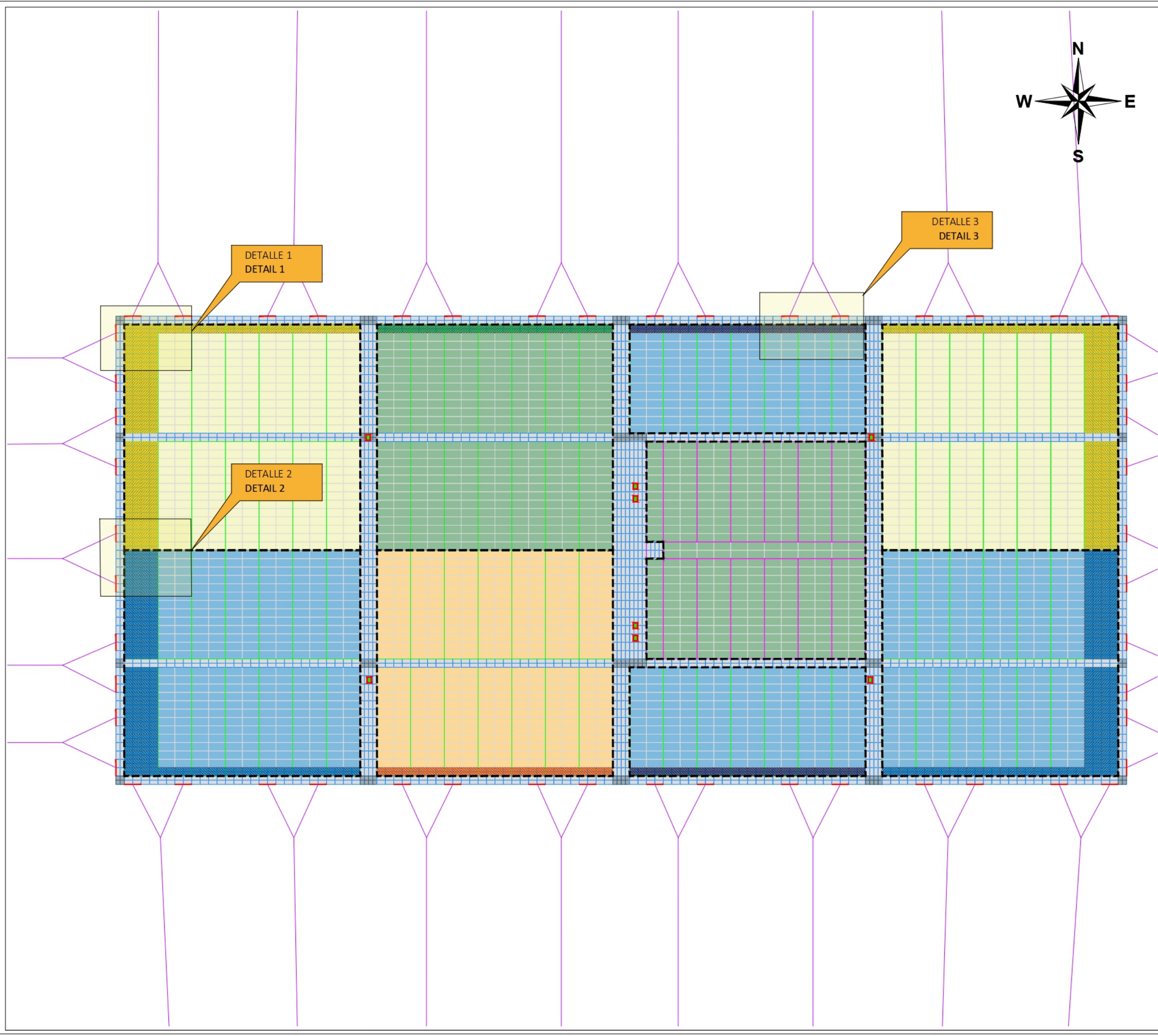
VARIAS

Plano Nº
Drawing number:

2.3

Sheet 3 de 3





ISIFLOATING LEYENDA / LEGEND

DIBUJO DRAWING	DESCRIPCIÓN / DESCRIPTION
	CURVAS DE NIVEL CONTOUR LINES
	NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN MAXIMUM OPERATION LEVEL
	NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN MINIMUM OPERATION LEVEL
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES PRINCIPAL FLOATING UNIT ON MAIN FLOATS
	UNIDAD FLOTANTE SOBRE FLOTADORES SECUNDARIO FLOATING UNIT ON SECONDARY FLOATS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA PASARELAS SECONDARY FLOAT FOR WALKWAYS
	FLOTADOR SECUNDARIO PARA UNIDADES FLOTANTES SECONDARY FLOAT FOR FLOATING UNITS
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR STRING AREA FROM SAME INVERTER
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (26 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (26 MODULES/STRING)
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING (24 PANELES/STRING) PV PANEL AREA FROM SAME STRING (24 MODULES/STRING)
	AMARRES Y ANCLAJES MOORINGS AND ANCHORAGE
	SALIDA DE CABLEADO OUTPUT CABLES
	BOYA DE SALIDA DE CABLEADO BUOY FOR OUTPUT CABLES
	POSICIÓN DEL INVERSOR INVERTER LOCATION

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:

**FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp**

Cliente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

**PLANTA DE DETALLES AMARRES
LAYOUT OF MOORING DETAILS**

isifloating
FLOATING SOLAR SYSTEM

Autor / Author:

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:

17/10/22

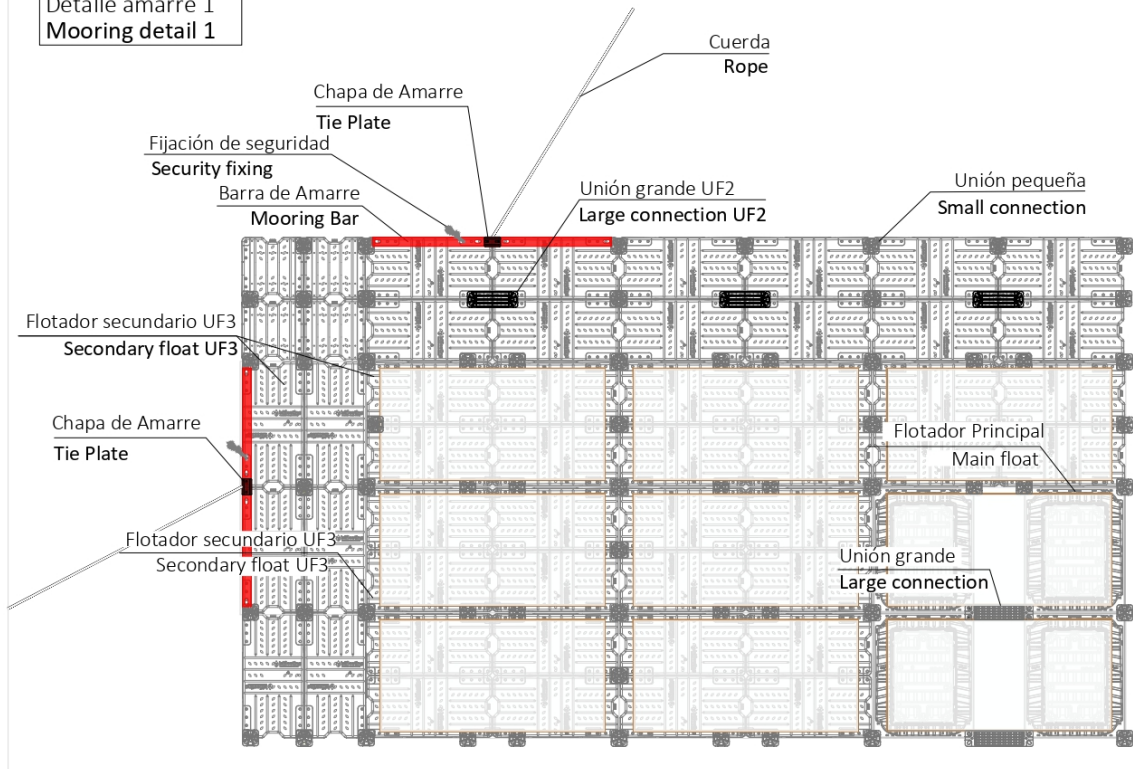
Plano Nº
Drawing number:

2.4

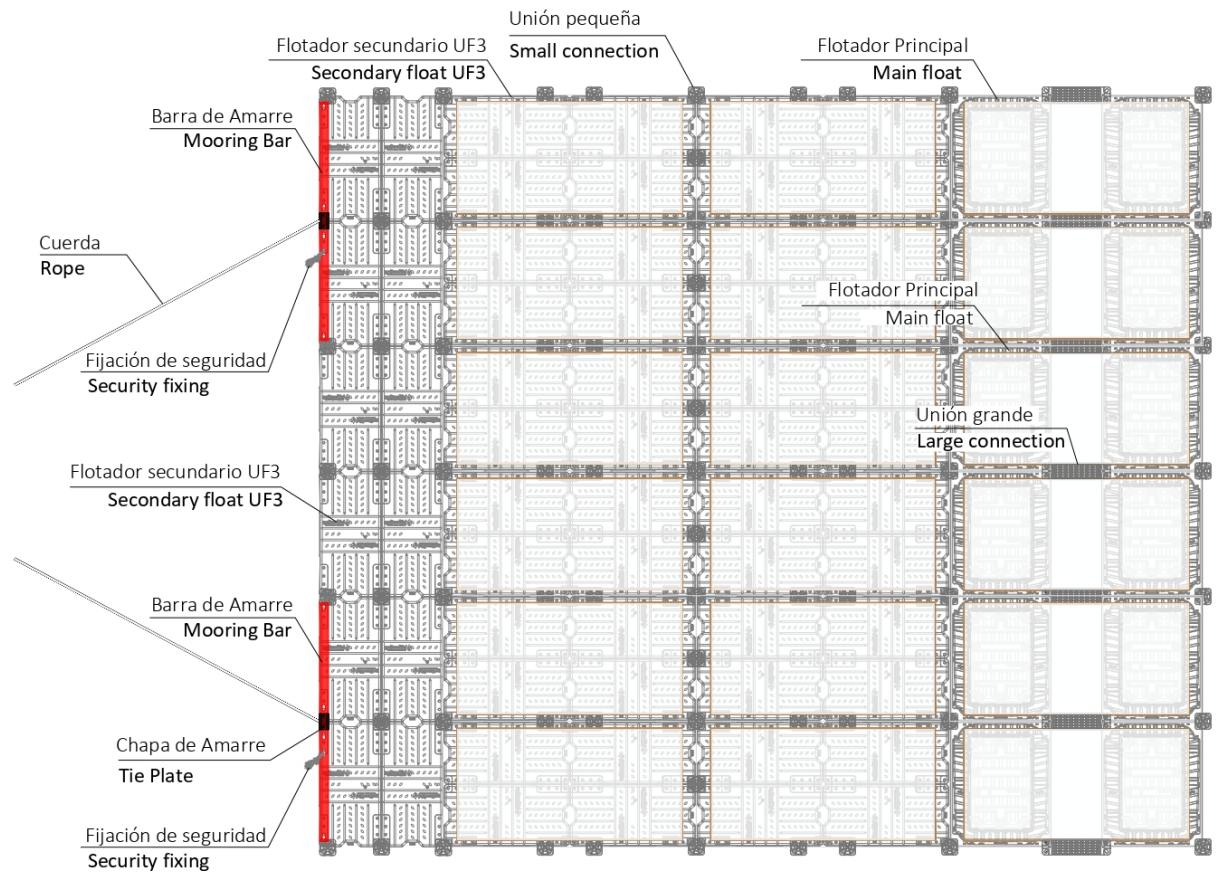
Escala / Scale:

1/500

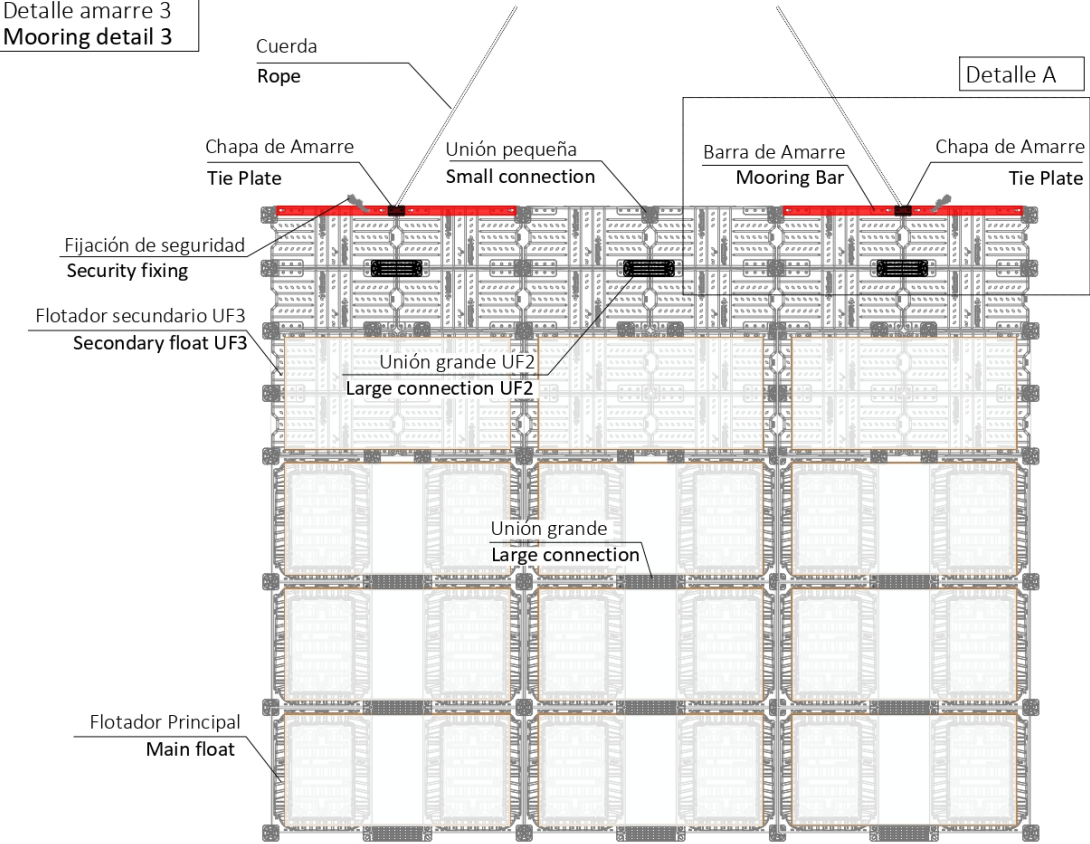
Detalle amarre 1
Mooring detail 1



Detalle amarre 2
Mooring detail 2



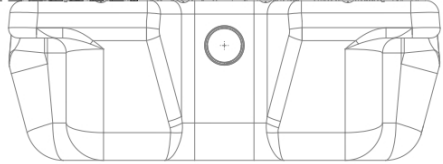
Detalle amarre 3
Mooring detail 3



Detalle A

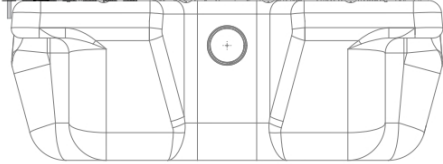
SECUENCIA DE MONTAJE BARRA DE ANCLAJE
ASSEMBLY SEQUENCE ANCHORING BAR

- | | |
|---|--|
| 4 | Tuerca DIN 934 M20 Inox A2 Clase 70 Ref. 03052 |
| 3 | Arandela DIN 127 M20 A2 Inox Clase 70 Ref. 03074 |
| 2 | Barra de Anclaje Aluminio L2234 Ref. 10066 |
| 1 | Tornillo DIN 933 M20 L40 Inox Ref. 03051 |



SECUENCIA DE MONTAJE CHAPA DE AMARRE
ASSEMBLY SEQUENCE TIE PLATE

- | | |
|---|---|
| 6 | Tuerca DIN 934 M12 Inox A2 Clase 70 Ref.. 031 |
| 5 | Arandela DIN 125 M12 Inox A2 Clase 70 Ref. 03 |
| 4 | Arandela DIN 127 M12 Inox A2 Clase 70 Ref. 03 |
| 3 | Chapa Amarre Aluminio L96 Ref. 10067 |
| 2 | Cuerda |
| 1 | Tornillo M12 Inox Clase 70. Ref. 14022 |



Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:

FLOATING SOLAR PLANT
REPRESA URRÁ I 470 Wp

Cliente / Client:

UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA

Plano / Drawing:

DETALLES DE AMARRES
MOORING DETAILS



Autor / Author:

Emilio Pons Puig
Ingeniero Agrónomo

Fecha / Date:

17/10/22

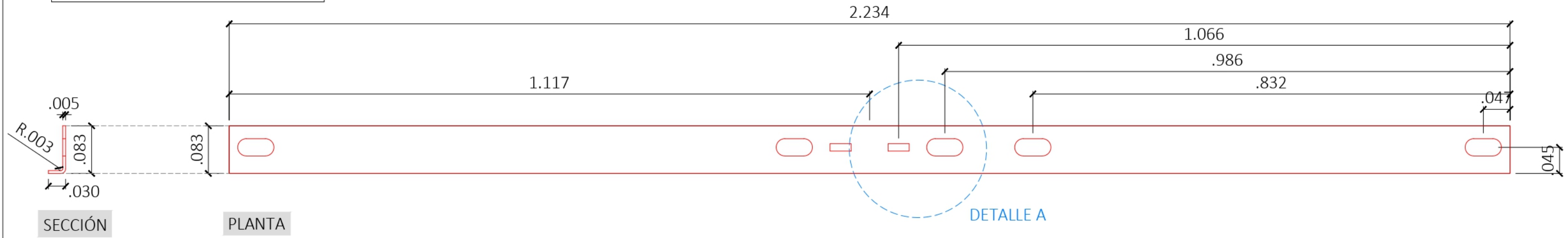
Escala / Scale:

s/e

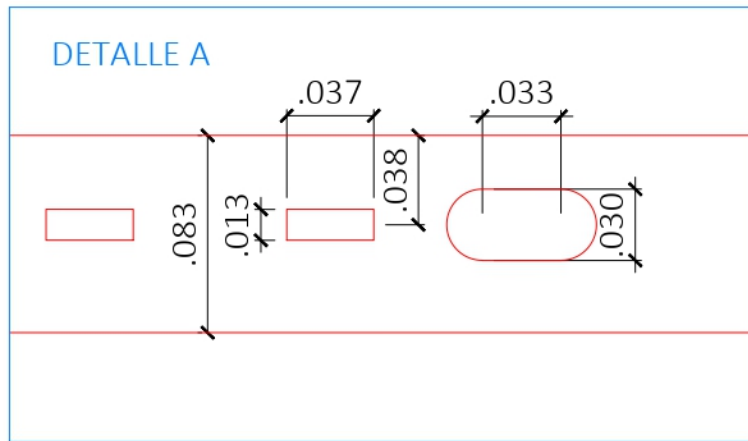
Plano Nº
Drawing number:

2.5
Sheet 1 de 3

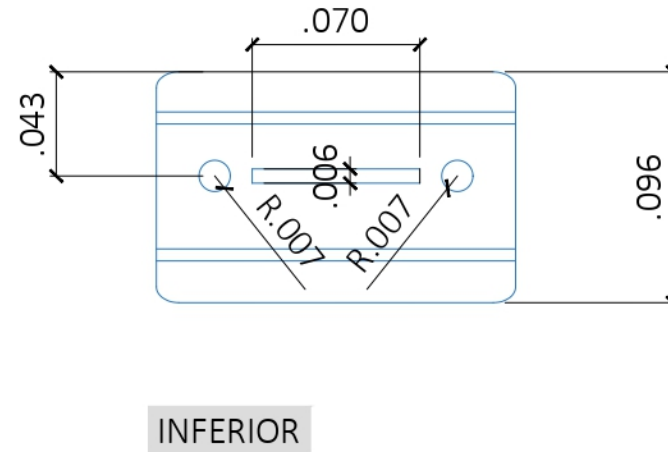
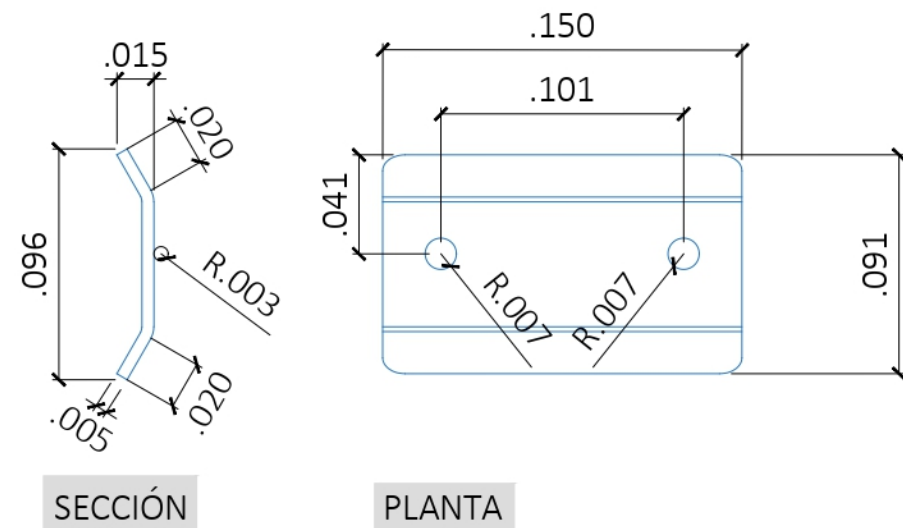
DETALLE BARRA DE AMARRE MOORING BAR DETAIL



DETALLE A



DETALLE CHAPA DE AMARRE TIE PLATE DETAIL



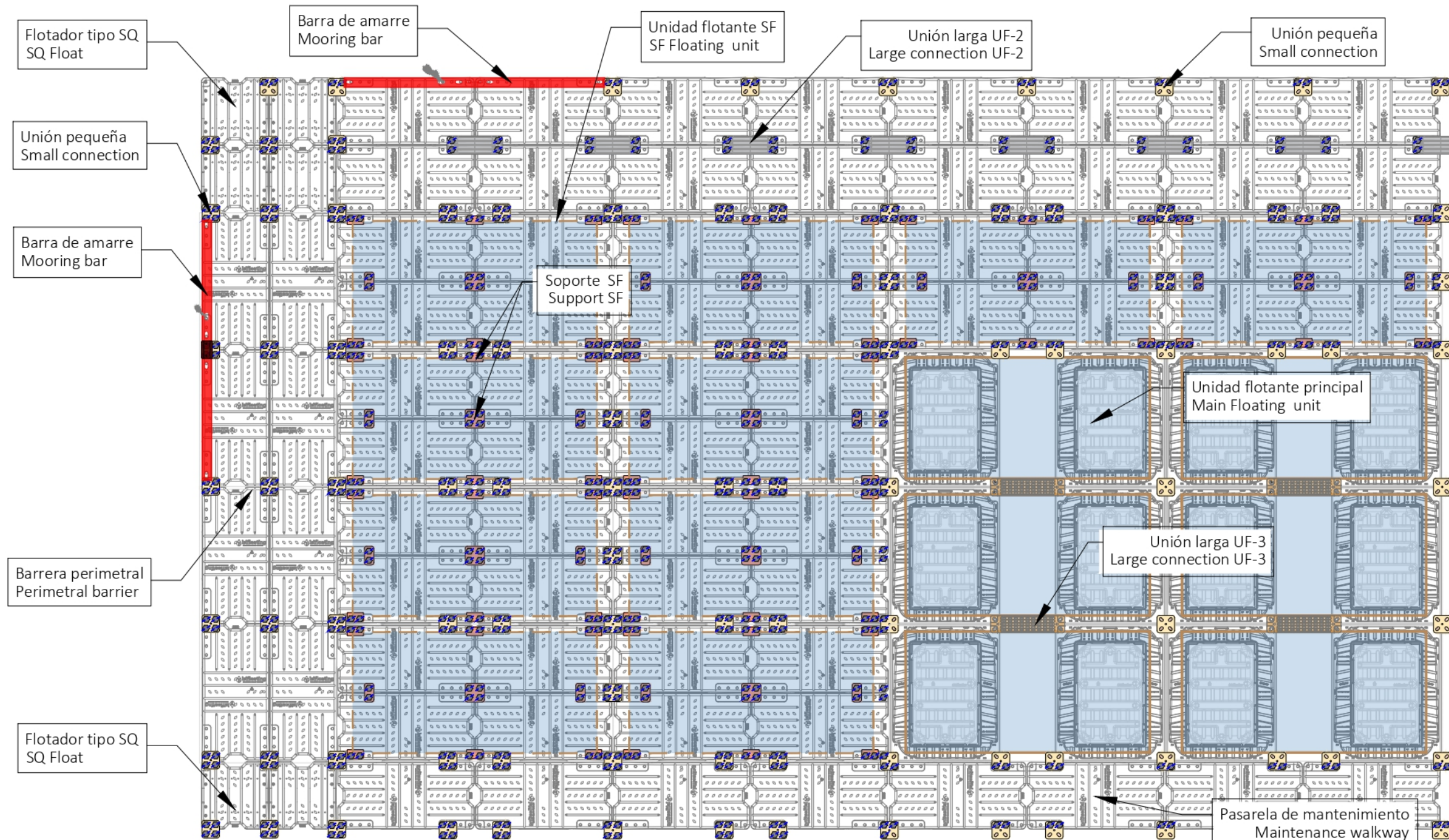
Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project: FLOATING SOLAR PLANT		
Represa Urrá I 470 Wp		
Cliente / Client: UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA		
Plano / Drawing: DETALLES DE AMARRES		
MOORING DETAILS		
		
Autor / Author:	Fecha / Date:	Plano N° Drawing number:
	17/10/22	
	Escala / Scale:	2.5
	1/500	Sheet 2 de 3
Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo		

Tipo y posición uniones

Connectors type and positions

*Se dispondrán pasadores en todos los tornillos de las uniones instaladas sobre flotador secundario



	Flotador secundario tipo SQ Secondary float SQ type
	Flotador secundario tipo UF3 Secondary float UF3 type
	Flotador principal Main float
	Unión pequeña Small connection
	Unión grande UF2 Large connection UF2
	Unión grande UF3 Large connection UF3
	Soporte SF SF support
	Tornillo + pasador en "R" Screw + "R" pin

Diseño de sistema de anclaje a partir de los resultados de los ensayos de carga realizados por Aquasol: Fecha 27/07/2022

Proyecto / Project:	FLOATING SOLAR PLANT
Cliente / Client:	REPRESA URRÁ I 470 Wp
Plano / Drawing:	UNIÓN TEMPORAL SOL & AGUA
	TIPO Y POSICION UNIONES
	CONNECTORS TYPE AND POSITIONS



Autor / Author:	Fecha / Date:	Plano N° Drawing number:
Emilio Pons Puig Ingeniero Agrónomo	17/10/22	2.5
	Escala / Scale:	Sheet 3 de 3

Documento 4:

Anexo C: Código PYTHON

ÍNDICE DE PLANOS

SCRIPT 1: Generador_casos.py

SCRIPT 2: Arreglos.py

SCRIPT 3: Estadistica.py

SCRIPT 4: Finish.py

SCRIPT 5: Dibujo_moorings.py

SCRIPT 6: Unir_Puntos.py

SCRIPT 7: Grafico_control_Estadistico.py

```
script Generador_casos.py

import numpy as np
import subprocess
import shutil

# Ruta del archivo resultados.h5 de origen
ruta_archivo_origen =
r"C:\Users\Usuario\Desktop\ANDRES\TFM\SIMULACIONES\REPRESA_URRA\results.feb.h5"

# Ruta de la carpeta destino donde se copiará y pegará el archivo
Ruta_Carpeta = r"G:\ANDRES\REPRESA_URRA_10cm"
ruta_carpeta_destino = r"G:\ANDRES\RESULTA_2\Radios10cm"

# Bucle para copiar, renombrar y pegar el archivo con nombres modificados

for i in range(100): #Cambia el rango según la cantidad de archivos que
deseas generar

    comando = r"C:\Users\Usuario\Desktop\ANDRES\TFM\SIMULACIONES\febos_2D-0.4.0\febos_2D-0.4.0\bin\febos_2d.bat" + " " + Ruta_Carpeta
    Resultados_Casos = subprocess.run(comando)

    nuevo_nombre = f"Caso{i+1}.h5" # Nuevo nombre del archivo con el número
de caso
    ruta_archivo_destino = f"{ruta_carpeta_destino}/{nuevo_nombre}"
    shutil.copy2(ruta_archivo_origen, ruta_archivo_destino)
```

script Arreglos.py

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from mpl_toolkits.mplot3d import Axes3D
import os
import glob
import h5py

def media_valores_contiguos(array, axis=0):
    if len(array) % 2 != 0:
        raise ValueError("El tamaño del array debe ser par")

    # Reshape para agrupar los elementos en pares a lo largo del eje axis
    reshaped_array = np.reshape(array, (*array.shape[:axis], -1, 2,
    *array.shape[axis+1:]))

    # Calcular la media de los valores contiguos a lo largo del eje
    axis+1
    array_medias = np.mean(reshaped_array, axis=axis+1)

    return array_medias

def Arreglos(Anchor_pos_0_array, Fairleads_Pos_0_array,
Fairleads_Pos_array, Pulley_pos_array, Fairleads_Force_array,
Unit_Deform_array):

    # Anchor_pos_0_array = Anchor_pos_0_array.transpose(0, 1, 3, 2)
    # Fairleads_Pos_0_array = Fairleads_Pos_0_array.transpose(0, 1, 3, 2)
    # Fairleads_Pos_array = Fairleads_Pos_array.transpose(0, 1, 3, 2)
    # Pulley_pos_array = Pulley_pos_array.transpose(0, 1, 3, 2)
    # Fairleads_Force_array = Fairleads_Force_array.transpose(0, 1, 3, 2)
    # Unit_Deform_array = Unit_Deform_array.transpose(0, 1, 3, 2)

    ##### Anchor_Pos_0 #####

    # Máximo valor de amarre para los 100 casos
    Anchor_pos_0_array_media_100 = np.mean(Anchor_pos_0_array, axis=0)
    # Luego, encontrar el valor máximo a lo largo del eje 0 (los 100
    casos) en la media calculada anteriormente
    Anchor_pos_0_array_max_media_100 =
    np.max(Anchor_pos_0_array_media_100, axis=1)
```



```

##### Fairlead_Pos_0 #####

# Máximo valor de amarre para los 100 casos
Fairleads_pos_0_array_media_100 = np.mean(Fairleads_Pos_0_array,
axis=0)
# Luego, encontrar el valor máximo a lo largo del eje 0 (los 100
casos) en la media calculada anteriormente
Fairleads_pos_0_array_max_media_100 =
np.max(Fairleads_pos_0_array_media_100, axis=1)

##### Fairlead_Pos #####

ultimas_1000_Fairleads_Pos_array = Fairleads_Pos_array[:, :, -1000:,
:]
mean_Fairleads_Pos_array =
media_valores_contiguos(ultimas_1000_Fairleads_Pos_array, axis=2)
Fairleads_pos_array_media_100 = np.mean(mean_Fairleads_Pos_array,
axis=0)
Fairleads_pos_array_max_media_100 =
np.max(Fairleads_pos_array_media_100, axis=1)

##### Pulley_Pos #####

ultimas_1000_Pulley_array = Pulley_pos_array[:, :, -500:, :]
Pulley_array_media_100 = np.mean(ultimas_1000_Pulley_array, axis=0)
Pulley_array_max_media_100 = np.max(Pulley_array_media_100, axis=1)

##### Fairlead_Force #####

ultimas_1000_Fairleads_Force_array = Fairleads_Force_array[:, :, -
1000:, :]
mean_Fairleads_Force_array =
media_valores_contiguos(ultimas_1000_Fairleads_Force_array, axis=2)
Fairleads_Force_array_media_100 = np.mean(mean_Fairleads_Force_array,
axis=0)
Fairleads_Force_array_max_media_100 =
np.max(Fairleads_Force_array_media_100, axis=1)

##### Unit_Deform #####
ultimas_1000_Unit_Deform_array_array = Unit_Deform_array[:, :, -500:,
:]
Unit_Deform_array_media_100 =
np.mean(ultimas_1000_Unit_Deform_array_array, axis=0)
Unit_Deform_array_max_media_100 = np.max(Unit_Deform_array_media_100,
axis=1)

```



```

# Máximo valor de la posición inicial de fairlead

# Máximo valor de la posición final de fairlead
# ultimas_1000_Fairleads_Pos_array = Fairleads_Pos_array[:, :, :, -
1000:]
# mean_Fairleads_Pos_array =
media_valores_contiguos(ultimas_1000_Fairleads_Pos_array, axis=3)
# max_Fairleads_Pos_array = np.max(np.abs(mean_Fairleads_Pos_array),
axis=0)
# max_Fairleads_Pos_array = np.mean(max_Fairleads_Pos_array, axis=2)

# Máximo de los valores de la posición final de fairlead
# ultimas_1000_Fairleads_Force_array = Fairleads_Force_array[:, :, :,
-1000:]
# mean_Fairleads_Force_array =
media_valores_contiguos(ultimas_1000_Fairleads_Force_array, axis=3)
# mean_Fairleads_Force_array =
np.max(np.abs(mean_Fairleads_Force_array), axis=0)

# Máximo de los valores de la posición final la polea
# ultimas_500_Pulley_pos_array = Pulley_pos_array[:, :, :, -500:]
# max_Pulley_pos_array = np.max(np.abs(ultimas_500_Pulley_pos_array),
axis=0)
# max_Pulley_pos_array = np.mean(max_Pulley_pos_array, axis=2)

# Máximo de los valores de la posición final la polea

# max_Unit_Deform_array = np.max(np.abs(Unit_Deform_array), axis=(0))
# max_Unit_Deform_array = np.max(np.abs(max_Unit_Deform_array),
axis=(2))

return (
    Anchor_pos_0_array_max_media_100,
    Fairleads_pos_0_array_max_media_100,
    Fairleads_pos_array_max_media_100,
    Pulley_array_max_media_100,
    Fairleads_Force_array_max_media_100,
    Unit_Deform_array_max_media_100
)

```

```
Anchor_pos_0_array = np.random.rand(100, 26, 1, 3)
Fairleads_Pos_0_array = np.random.rand(100, 26, 2, 3)
Fairleads_Pos_array = np.random.rand(100, 26, 6002, 3)
Pulley_pos_array = np.random.rand(100, 26, 3001, 3)
Fairleads_Force_array = np.random.rand(100, 26, 6002, 3)
Unit_Deform_array = np.random.rand(100, 26, 3001, 4)

M = Arreglos(Anchor_pos_0_array,
             Fairleads_Pos_0_array,
             Fairleads_Pos_array,
             Pulley_pos_array,
             Fairleads_Force_array,
             Unit_Deform_array
            )

print("Dimensiones de max_Anchor_pos_0_array:", M[0].shape)
print("Dimensiones de max_Fairleads_Pos_0_array:", M[1].shape)
print("Dimensiones de max_Fairleads_Pos_array:", M[2].shape)
print("Dimensiones de max_Pulley_pos_array:", M[3].shape)
print("Dimensiones de max_Fairleads_Force_array:", M[4].shape)
print("Dimensiones de max_Unit_Deform_array:", M[5].shape)
```

script Estadistica.py

```
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
from scipy import stats

# Parámetros
nivel_confianza = 0.95
variables_estudio = ['surge', 'sway', 'yaw', 'Tension_max'] # Puedes
ampliar esta lista

# Inicializamos estructuras para almacenar resultados
resumen_estadistico = []

# Recorremos cada DataFrame correspondiente a cada radio
for i, df in enumerate(LISTA_M2DS):
    resultado_radio = {'radio': i}

    for var in variables_estudio:
        datos = df[var].dropna()

        # Media y desviación estándar
        media = np.mean(datos)
        std = np.std(datos, ddof=1)
        se = stats.sem(datos)

        # Intervalo de confianza
        t_critico = stats.t.ppf((1 + nivel_confianza) / 2., len(datos)-1)
        margen_error = t_critico * se
        intervalo = (media - margen_error, media + margen_error)

        # Prueba de normalidad (Shapiro-Wilk)
        p_value = stats.shapiro(datos)[1]
        normalidad = p_value > 0.05 # True si pasa la prueba

        # Guardamos resultados
        resultado_radio[f'{var}_media'] = media
        resultado_radio[f'{var}_std'] = std
        resultado_radio[f'{var}_se'] = se
        resultado_radio[f'{var}_ic_inf'] = intervalo[0]
        resultado_radio[f'{var}_ic_sup'] = intervalo[1]
        resultado_radio[f'{var}_normal'] = normalidad

    resumen_estadistico.append(resultado_radio)

# Convertimos a DataFrame para exportar o mostrar
df_resumen = pd.DataFrame(resumen_estadistico)
```

```
# Ejemplo: mostrar tabla para el primer radio
print(df_resumen.head())

# Visualización opcional de boxplots
for var in variables_estudio:
    plt.figure(figsize=(8, 4))
    sns.boxplot(data=[df[var] for df in LISTA_M2DS])
    plt.title(f'Diagrama de caja por radio para {var}')
    plt.xlabel('Radio de incertidumbre')
    plt.ylabel(var)
    plt.show()
```

script Finish.py

```
import numpy as np
import glob
import h5py
import sys
import pandas as pd
import os
from bokeh.plotting import figure, show
from bokeh.io import output_notebook
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
```

```
#####
#####
#####
```

```
def Matriz_3D_RADIO (Carpeta_Radio):
```

```
    nombre_archivos = glob.glob(os.path.join(Carpeta_Radio, "*.h5"))
```

```
    Lista_Posiciones_X = []
    Lista_Posiciones_Y = []
    Lista_Posiciones_Th = []
    Lista_Velocidades_X = []
    Lista_Velocidades_Y = []
    Lista_Velocidades_Th = []
    Lista_Aceleraciones_X = []
    Lista_Aceleraciones_Y = []
    Lista_Aceleraciones_Th = []
    # Lista_Tiempo = []
```

```

for nombre_archivo in nombre_archivos:
    with h5py.File(nombre_archivo, 'r') as file:
        cog_pos_surge=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_pos_s
        urge"])
        cog_pos_sway=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_pos_sw
        ay"])

        cog_pos_yaw=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_pos_yaw
        "])
        cog_vel_surge=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_vel_s
        urge"])
        cog_vel_sway=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_vel_s
        way"])
        cog_vel_yaw=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_vel_ya
        w"])
        cog_acc_surge=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_acc_s
        urge"])
        cog_acc_sway=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_acc_sw
        ay"])
        cog_acc_yaw=np.array(file["platform_kinematics"]["cog_acc_yaw
        "])
        # time = np.array(file["time"])
        Lista_Posiciones_X.append(cog_pos_surge)
        Lista_Posiciones_Y.append(cog_pos_sway)
        Lista_Posiciones_Th.append(cog_pos_yaw)
        Lista_Velocidades_X.append(cog_vel_surge)
        Lista_Velocidades_Y.append(cog_vel_sway)
        Lista_Velocidades_Th.append(cog_vel_yaw)
        Lista_Aceleraciones_X.append(cog_acc_surge)
        Lista_Aceleraciones_Y.append(cog_acc_sway)
        Lista_Aceleraciones_Th.append(cog_acc_yaw)
        # Lista_Tiempo.append(time)

# Concatenar los arrays
M3      =      np.stack((      Lista_Posiciones_X,      Lista_Posiciones_Y,
        Lista_Posiciones_Th,      Lista_Velocidades_X,      Lista_Velocidades_Y,

```



```

        Lista_Velocidades_Th, Lista_Aceleraciones_X, Lista_Aceleraciones_Y,
        Lista_Aceleraciones_Th, ), axis=1)
# M3 = np.transpose(M3, (1, 0, 2))
print(M3.shape)

return M3

#####
#####
#####

def M2D_Media(M3D):

    M3D_Estacionaria = M3D[:, :9, -1000:]

    M2D_Media = np.mean(M3D_Estacionaria, axis=2)
    print( M2D_Media.shape)
    return M2D_Media

# print(M2D_Media.shape)

#####
#####
#####

def Grafico_Final(matrix, encabezados_cajas, encabezados_figuras):
    num_figuras = matrix.shape[2]

    # Generar las ventanas/grids
    figuras = [] # Lista para almacenar las figuras generadas

    for i in range(num_figuras):
        fig_actual, ax_actual = plt.subplots(figsize=(12, 6))
        fig_actual.suptitle(encabezados_figuras[i])

```

```

# Generar el diagrama de cajas para las 10 cajas
datos_cajas = matrix[:, :, i] # Datos de las 10 cajas

positions = np.arange(len(encabezados_cajas)) + 1
for j in range(matrix.shape[0]):
    caja_actual = datos_cajas[j, :]
    ax_actual.boxplot(caja_actual,
                      positions=[positions[j]], widths=0.5, patch_artist=True,
                      boxprops=dict(facecolor='lightblue'))

# Personalizar el gráfico
ax_actual.set_xticks(positions)
ax_actual.set_xticklabels(encabezados_cajas)
ax_actual.set_xlabel('Radios')
ax_actual.set_ylabel(encabezados_figuras[i])

figuras.append(fig_actual) # Agregar la figura a la lista

# Ajustar los espacios
plt.tight_layout()

# Mostrar las ventanas/grids
plt.show()
return figuras

#####
#####
##### CODIGO FINAL DE EJECUCION DE LOS GRAFICOS #####
#####
#####

from pathlib import Path

ruta_carpeta_origen = r'G:\ANDRES\RESULTA_2'

carpetas = [carpeta for carpeta in Path(ruta_carpeta_origen).iterdir() if
carpeta.is_dir()]

```

```
carpetas_ordenadas = sorted(carpetas, key=lambda x: x.name)

LISTA_M2DS = np.empty((0, 100, 9))

for carpeta in carpetas_ordenadas:
    M3D = Matriz_3D_RADIO(carpeta)
    M2D = M2D_Media(M3D)
    LISTA_M2DS = np.append(LISTA_M2DS, [M2D], axis=0)

print(LISTA_M2DS.shape)

encabezados_figuras = ['DESPLAZAMIENTO_SURGE (m)', 'DESPLAZAMIENTO_SWAY (m)', 'DESPLAZAMIENTO_YAW (rad)', 'VELOCIDAD_SURGE (m/s)', 'VELOCIDAD_SWAY (m/s)', 'VELOCIDAD_YAW (rad/s)', 'ACELERACIÓN_SURGE (m/s^2)', 'ACELERACIÓN_SWAY (m/s^2)', 'ACELERACIÓN_YAW (rad/s^2)']

encabezados_cajas = ['R 10cm', 'R 20cm', 'R 30cm', 'R 40cm', 'R 50cm', 'R 60cm', 'R 70cm', 'R 80cm', 'R 90cm', 'R 100cm' ]

Finish = Grafico_Final(LISTA_M2DS, encabezados_cajas, encabezados_figuras)
```

```

script Dibujo_moorings.py
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from mpl_toolkits.mplot3d import Axes3D

def unir_puntos_3d(array1, array2, tensiones):
    # Verificar si todos los arrays tienen la misma longitud
    if len(array1) != len(array2) or len(array1) != len(tensiones):
        raise ValueError("Todos los arrays deben tener la misma longitud.")

    # Crear una figura y un eje 3D
    fig = plt.figure()
    ax = fig.add_subplot(111, projection='3d')

    # Unir los puntos punto a punto y asignar colores según la tensión
    for i in range(len(array1)):
        color = plt.cm.viridis(tensiones[i] / np.max(tensiones)) # Escala de color viridis
        ax.plot([array1[i][0], array2[i][0]], [array1[i][1], array2[i][1]], [array1[i][2], array2[i][2]], color=color)

    # Datos del primer array (puntos de referencia)
    x1, y1, z1 = zip(*array1)
    ax.scatter(x1, y1, z1, color='red', label='Array 1')

    # Datos del segundo array (puntos a unir)
    x2, y2, z2 = zip(*array2)
    ax.scatter(x2, y2, z2, color='green', label='Array 2')

    # Etiquetas de los ejes y leyenda
    ax.set_xlabel('Eje X')
    ax.set_ylabel('Eje Y')
    ax.set_zlabel('Eje Z')
    ax.legend()

    # Título del gráfico
    ax.set_title('Unir puntos 3D de dos arrays')

    return fig

# Ejemplo de uso
array1 = np.array([[1, 1, 1], [2, 2, 2], [3, 3, 3]])
array2 = np.array([[4, 4, 4], [5, 5, 5], [6, 6, 6]])
tensiones = np.array([10, 20, 30]) # Ejemplo de valores de tensión (debe tener la misma longitud que array1 y array2)

fig = unir_puntos_3d(array1, array2, tensiones)
plt.show()

```

```
script Unir_Puntos.py
import numpy as np
import plotly.graph_objects as go
from plotly.colors import Colorscale
import plotly.graph_objects.colors as colors

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import plotly.graph_objects as go

def graficar_plataforma(figura1, figura2, tensiones=None):
    if tensiones is None:
        tensiones = np.ones(len(figura1)) # Si no se proporcionan
        tensiones, se asume una tensión de 1 para todas las líneas

    # Crear una figura 3D
    fig = go.Figure()

    # Agregar puntos de la figura 1 (puntos de amarre)
    fig.add_trace(go.Scatter3d(
        x=figura1[:, 0],
        y=figura1[:, 1],
        z=figura1[:, 2],
        mode='markers',
        marker=dict(
            size=5,
            color='yellow',
            symbol='circle'
        ),
        name='Puntos de Amarre'
    ))

    # Agregar puntos de la figura 2 (plataforma)
    fig.add_trace(go.Scatter3d(
        x=figura2[:, 0],
        y=figura2[:, 1],
        z=figura2[:, 2],
        mode='markers+lines',
        marker=dict(
            size=5,
            color='blue',
            symbol='circle'
        ),
        line=dict(color='blue', width=2),
        name='Plataforma'
    ))
```

```

# Unir los puntos de la figura 1 con los de la figura 2 con líneas y
asignar colores en función de las tensiones
cmap = plt.get_cmap('viridis') # Mapa de colores
for i in range(len(figura1)):
    x_coords = [figura1[i, 0], figura2[i, 0]]
    y_coords = [figura1[i, 1], figura2[i, 1]]
    z_coords = [figura1[i, 2], figura2[i, 2]]
    color = cmap(tensiones[i]) # Obtener el color en función de la
tensión
    fig.add_trace(go.Scatter3d(
        x=x_coords,
        y=y_coords,
        z=z_coords,
        mode='lines',
        line=dict(color=color, width=2),
        name=f'Línea {i+1}'
    ))

# Configuración del diseño del gráfico
fig.update_layout(scene=dict(
    xaxis=dict(title='X'),
    yaxis=dict(title='Y'),
    zaxis=dict(title='Z'),
), margin=dict(l=0, r=0, b=0, t=0))

# Mostrar el gráfico
fig.show()

# Ejemplo de uso:
# Supongamos que tienes dos matrices figura1 y figura2 (cada una con
forma (26, 3))
# Supongamos que tienes un array de tensiones con forma (26,) que
contiene las tensiones para cada línea
# graficar_plataforma(figura1, figura2, tensiones)

```


script Grafico_control_Estadistico.py

```
import numpy as np
import h5py
import matplotlib.pyplot as plt
import glob
import os
from pathlib import Path

def Matriz_3D_RADIO(Carpeta_Radio):
    nombre_archivos = glob.glob(os.path.join(Carpeta_Radio, "*.h5"))

    # Anchor_pos_0_list = []
    # Fairleads_Pos_0_list = []
    # Fairleads_Pos_list = []
    # Pulley_pos_list = []
    Fairleads_Force_list = []
    # Unit_Deform_list = []

    for nombre_archivo in nombre_archivos:
        with h5py.File(nombre_archivo, 'r') as file:

            # Anchor_pos_0_list_parcial = []
            # Fairleads_Pos_0_list_parcial = []
            # Fairleads_Pos_list_parcial = []
            # Pulley_pos_list_parcial = []
            Fairleads_Force_list_parcial = []
            # Unit_Deform_list_parcial = []

            for i in range(26):
                # Anchor_pos_0_x =
                np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'anchor_pos_0_x'])
                # Anchor_pos_0_y =
                np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'anchor_pos_0_y'])
                # Anchor_pos_0_z =
                np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'anchor_pos_0_z'])
                # Anchor_pos_0 = np.column_stack((Anchor_pos_0_x,
                Anchor_pos_0_y, Anchor_pos_0_z))
                # Anchor_pos_0_list_parcial.append(Anchor_pos_0)

            # Fairleads_Pos_0_X =
            np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_pos_0_x'])
            # Fairleads_Pos_0_Y =
            np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_pos_0_y'])
```

```

        # Fairleads_Pos_0_Z =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_pos_0_z'])
        # Fairleads_Pos_0 = np.column_stack((Fairleads_Pos_0_X,
Fairleads_Pos_0_Y, Fairleads_Pos_0_Z))
        # Fairleads_Pos_0_list_parcial.append(Fairleads_Pos_0)

        # Fairleads_Pos_X =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_pos_x'])
        # Fairleads_Pos_Y =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_pos_y'])
        # Fairleads_Pos_Z =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_pos_z'])
        # Fairleads_Pos = np.column_stack((Fairleads_Pos_X,
Fairleads_Pos_Y, Fairleads_Pos_Z))
        # Fairleads_Pos_list_parcial.append(Fairleads_Pos)

        # Pulley_pos_X =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'pulley_pos_x'])
        # Pulley_pos_Y =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'pulley_pos_y'])
        # Pulley_pos_Z =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'pulley_pos_z'])
        # Pulley_pos = np.column_stack((Pulley_pos_X,
Pulley_pos_Y, Pulley_pos_Z))
        # Pulley_pos_list_parcial.append(Pulley_pos)

        Fairleads_force_X =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_force_x'])
        Fairleads_force_Y =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_force_y'])
        Fairleads_force_Z =
np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+ str(i)][ 'fairleads_force_z'])
        Fairleads_Force = np.column_stack((Fairleads_force_X,
Fairleads_force_Y, Fairleads_force_Z))
        Fairleads_Force_list_parcial.append(Fairleads_Force)

        # unit_def = np.array(file["moorings"]["mooring_line_"+
str(i)][ 'unit_def'])
        # unit_def2 = unit_def.reshape(-1, 4)
        # Unit_Deform_list_parcial.append(unit_def2)

# Anchor_pos_0_list.append(Anchor_pos_0_list_parcial)
# Fairleads_Pos_0_list.append(Fairleads_Pos_0_list_parcial)
# Fairleads_Pos_list.append(Fairleads_Pos_list_parcial)
# Pulley_pos_list.append(Pulley_pos_list_parcial)
Fairleads_Force_list.append(Fairleads_Force_list_parcial)
# Unit_Deform_list.append(Unit_Deform_list_parcial)

```

```

# Anchor_pos_0_array = np.array(Anchor_pos_0_list)
# Fairleads_Pos_0_array = np.array(Fairleads_Pos_0_list)
# Fairleads_Pos_array = np.array(Fairleads_Pos_list)
# Pulley_pos_array = np.array(Pulley_pos_list)
Fairleads_Force_array = np.array(Fairleads_Force_list)
# Unit_Deform_list_array = np.array(Unit_Deform_list)

return Fairleads_Force_array

# return Anchor_pos_0_array, Fairleads_Pos_0_array,
Fairleads_Pos_array, Pulley_pos_array, Fairleads_Force_array,
Unit_Deform_list_array

def media_valores_contiguos(array, axis=0):
    if len(array) % 2 != 0:
        raise ValueError("El tamaño del array debe ser par")

    # Reshape para agrupar los elementos en pares a lo largo del eje axis
    reshaped_array = np.reshape(array, (*array.shape[:axis], -1, 2,
*array.shape[axis+1:])))

    # Calcular la media de los valores contiguos a lo largo del eje
axis+1
    array_medias = np.mean(reshaped_array, axis=axis+1)

    return array_medias

def Arreglos( Fairleads_Force_array):

    ##### Fairlead_Force #####

    ultimas_1000_Fairleads_Force_array = Fairleads_Force_array[:, :, -
1000:, :]
    mean_Fairleads_Force_array =
media_valores_contiguos(ultimas_1000_Fairleads_Force_array, axis=2)
    Fairleads_Force_array_media_100 = np.mean(mean_Fairleads_Force_array,
axis=0)
    Fairleads_Force_array_max_media_100 =
np.mean(Fairleads_Force_array_media_100, axis=1)

    return (
        Fairleads_Force_array_max_media_100

```

)

```
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np

def grafico(matriz):
    # Supongamos que matriz_datos es tu matriz (10, 26) que contiene los
    # datos de los casos y variables

    # Crear una figura y un conjunto de ejes
    fig, ax = plt.subplots()

    # Crear un array para el eje x (casos) con valores del 0 al 9 (10
    # casos)
    casos = np.arange(10)

    # Iterar a través de cada columna (variable) y graficarla en una
    # misma gráfica
    for i in range(26):
        variable = matriz[:, i]
        ax.plot(casos, variable, label=f"Variable {i+1}")

        # Etiquetas de los ejes y título del gráfico
        ax.set_xlabel('Casos')
        ax.set_ylabel('Valor')
        ax.set_title('Gráfico de las 26 variables para cada caso')

        # Mostrar una leyenda con los nombres de las variables
        ax.legend()

        # Mostrar el gráfico
        plt.show()

ruta_carpeta_origen = r'G:\ANDRES\RESULTA_2'

carpetas = [carpeta for carpeta in Path(ruta_carpeta_origen).iterdir() if
carpeta.is_dir()]
carpetas_ordenadas = sorted(carpetas, key=lambda x: x.name)

# LISTA_M2DS = np.empty((0, 100, 9))
L = []
```

```
for carpeta in carpetas_ordenadas:
    M3D = Matriz_3D_RADIO(carpeta)
    # Matriz M3 es la matriz que da la media de los 100 casos y de las
    # ultimas posiciones (26,3)
    M3 = Arreglos(M3D)
    # Saco el valor tensional de las 3 componentes
    M2_1D = np.sqrt(np.sum(M3**2, axis=1))
    L.append(M2_1D)

LF = np.array(L)
print(LF.shape)
grafico(LF)
```