



Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης

**Power & Gas Forum**

28<sup>η</sup> Μαρτίου 2025

**Επάρκεια ισχύος και ευελιξίας στο ελληνικό ΣΗΕ  
για το 2030 και το 2035**

**Παντελής Μπίσκας  
Καθηγητής**

Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας  
Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών  
Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης

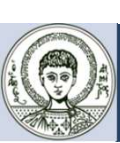


## Σκοπός ανάλυσης

---

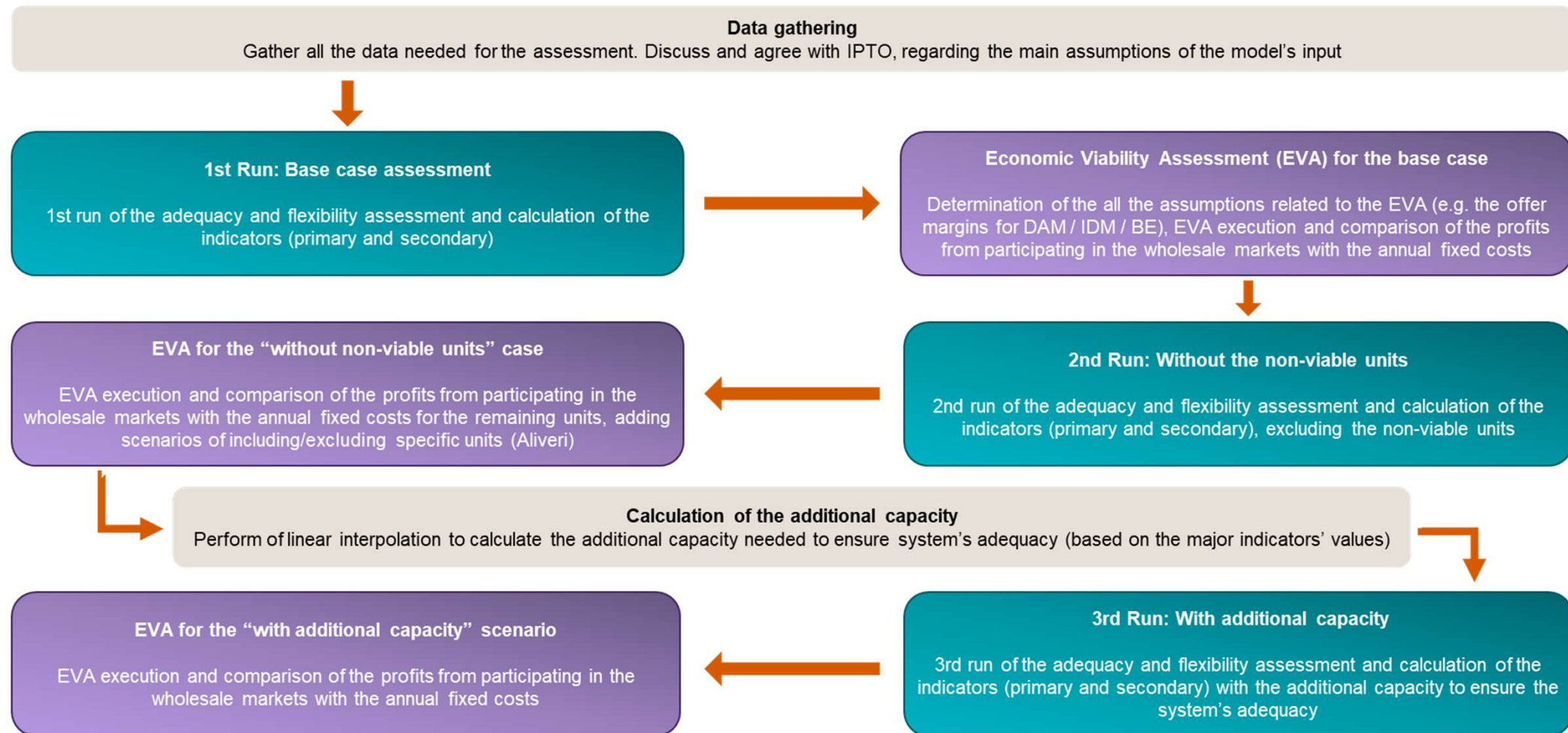
### ❖ Έργο με Grant Thornton για λογαριασμό του ΑΔΜΗΕ

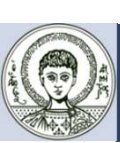
- ❖ Scope of work: assessment of the adequacy and flexibility indicators of the Greek power system in the following decade
- ❖ The current study uses a fully-fledged simulation model of hourly operation of the system in future years based on a complex unit commitment algorithm inclusive of technical constraints of power plant operation and system reserve requirements. The hourly simulations by sensitivity scenario allow calculating several reliability and flexibility indicators in order to capture the multi-faceted aspects of the resource adequacy issue. They also allow the calculation of several probabilistic indicators to assess the security of supply in a broad manner.
- ❖ The methodology used in this study is fully compliant with the European Resource Adequacy Assessment (ERAA) methodology approved by ACER through Decision 24/2020. Annual simulations of the wholesale electricity market for the Target Years (TY) 2025, 2030 and 2035 have been performed. The geographical perimeter of the simulations is be Greece, Albania, Northern Macedonia, Bosnia & Herzegovina, Bulgaria, Italy (ITCS, ITS1, ITCA, ITSI), Croatia, Montenegro, Romania and Serbia.



# Μεθοδολογία

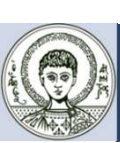
## Overview of the methodology of the adequacy and flexibility assessment



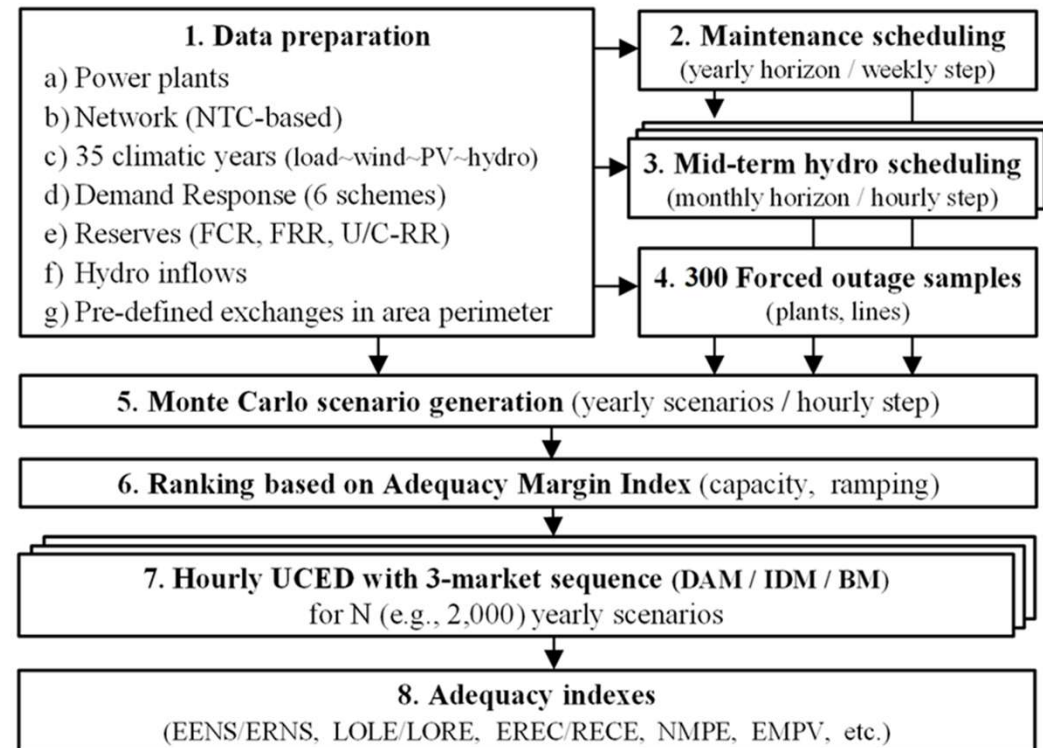
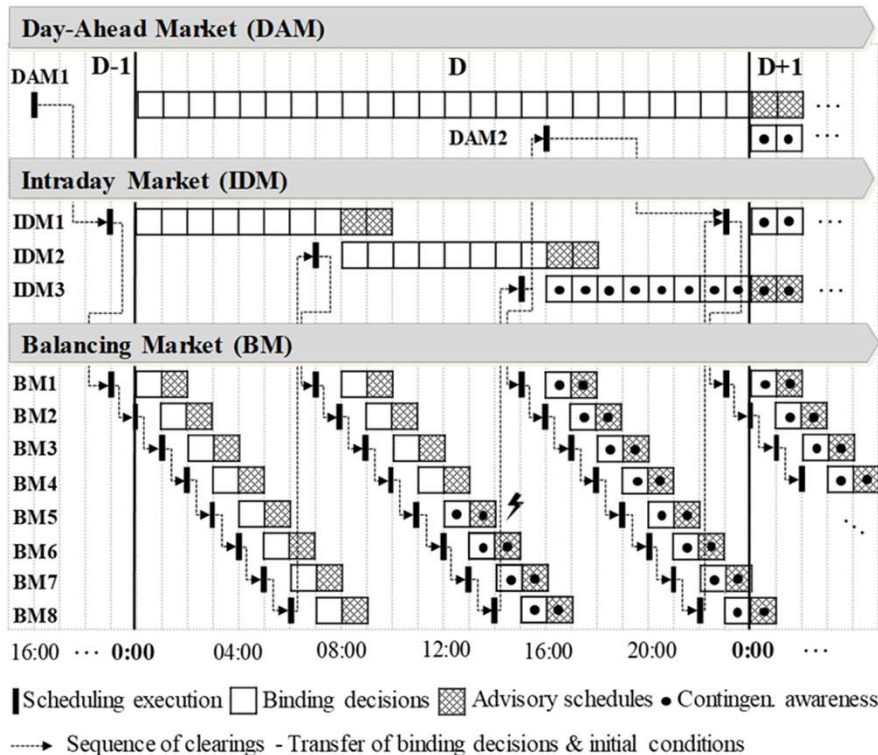


## Βασικοί δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος

Name	Code	Formula	Description
Expected Energy Not Served (MWh/year)	<b>EENS</b>	$EENS_a = \frac{\sum_{s \in S^{im}} (ENS_{so} \cdot pr_s)}{\sum_{s \in S^{im}} pr_s} \quad \forall a \in \mathcal{A}$	Expected energy not served (or not supplied) by the generating fleet or demand response resources (also known as Expected Unserved Energy – EUE) due to system capacity or flexibility limitations
Loss of Load Expectation (h/year)	<b>LOLE</b>	$LOLE_a = \frac{\sum_{s \in S^{im}} (N_{so}^{LO} \cdot pr_s)}{\sum_{s \in S^{im}} pr_s} \quad \forall a \in \mathcal{A}$	Expected number of hours in a given period (year) in which load curtailment occurs due to system capacity or flexibility limitations
Expected Combined Energy & Upward Reserve Not Served (MWh)	<b>EENS_ERNSup</b>	$EENS\_ERNSup_a = \frac{\sum_{s \in S^{im}} (ENS\_RNSup_{so} \cdot pr_s)}{\sum_{s \in S^{im}} pr_s} \quad \forall a \in \mathcal{A}$	Expected combined energy & upward reserve not served by the generating fleet or the demand response resources due to system capacity or flexibility limitations.
Combined Loss of Load & Upward Reserve Expectation (hours)	<b>LOLE_LOREup</b>	$LOLE\_LOREup_a = \frac{\sum_{s \in S^{im}} (N_{so}^{LOL\_LOR} \cdot pr_s)}{\sum_{s \in S^{im}} pr_s} \quad \forall a \in \mathcal{A}$	Expected number of hours in a given period (year) in which load or upward reserve curtailment occurs due to system capacity or flexibility limitations



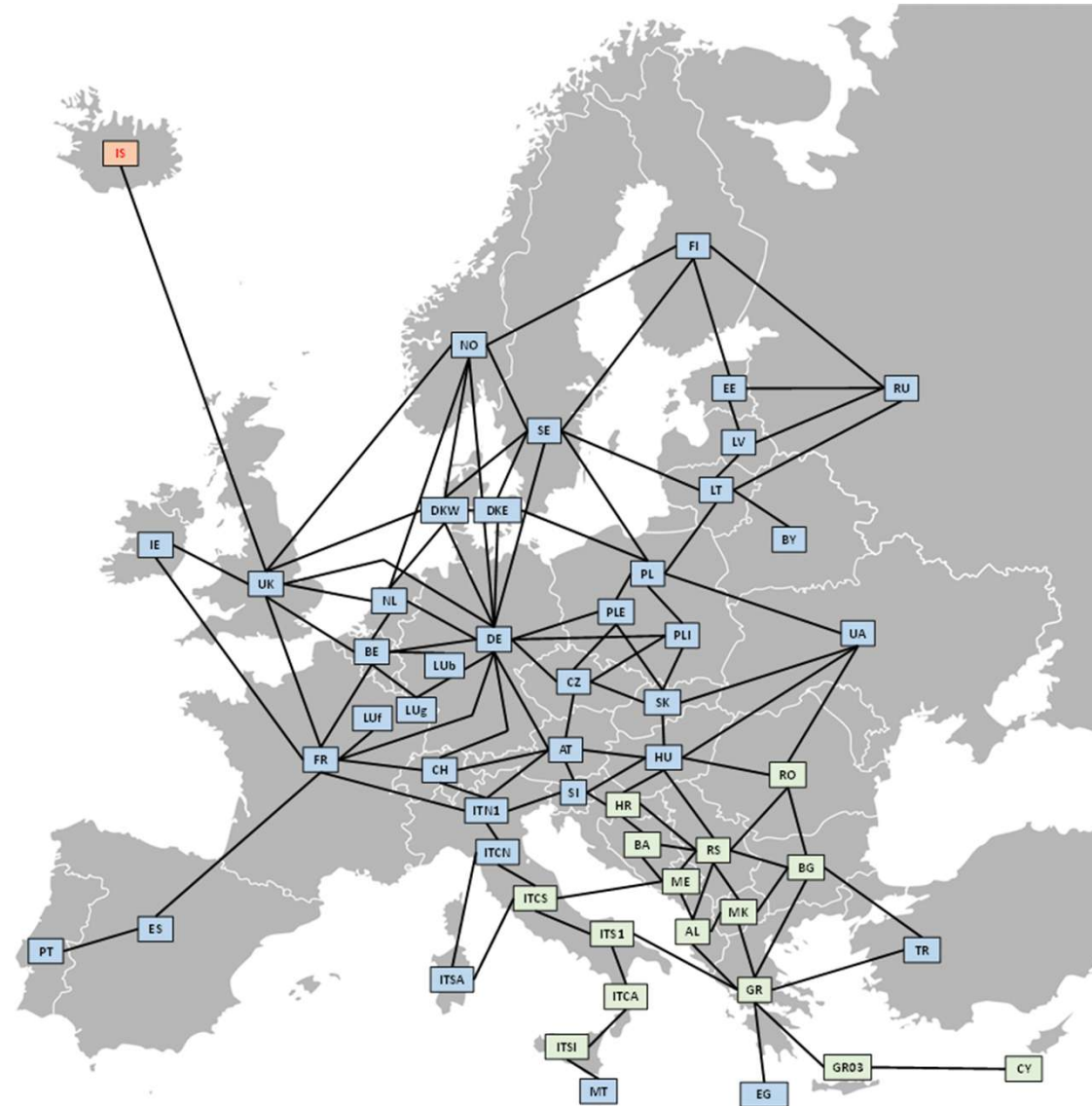
# Μοντέλο προσομοίωσης





## Βασικές παραδοχές

- System load -> ERAA
- RES injections -> ERAA
- 35 consistent climatic scenarios of the ENTSOE Pan-European Climate Database (PECD) are used, based on historical years lying within 1982 – 2016
- Each climatic scenario represents a correlated set of:
  - Temperature-dependent demand time series;
  - Wind load factor time series (wind onshore, wind offshore);
  - Solar load factor time series (Solar PV, Solar PV Rooftop, Solar PV Utility, CSP with Storage, CSP without Storage);
  - Time series for hydro inflows, minimum/maximum generation or pumping capacity, and minimum/maximum reservoir level.
- For branches not related to Greece, the NTCs and FOR values have been taken from ENTSO-E's ERAA
- For Greece-related interconnectors, the NTCs and FOR values have been provided by IPTO
- Forced Outage Rates (FOR) are considered only for HVDC lines





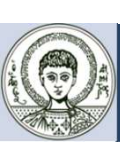
## Βασικά Αποτελέσματα (ποιοτική ανάλυση)

### ➤ Έτος 2025:

- Κανένα πρόβλημα οικονομικής βιωσιμότητας για τις μονάδες παραγωγής με καύσιμο φ.α.
- Επίπεδα αξιοπιστίας συστήματος εντός των προβλεπόμενων ορίων

### ➤ Έτος 2030 & 2035:

- Προκύπτουν προβλήματα οικονομικής βιωσιμότητας για τις παλιές μονάδες φ.α. του συστήματος, κυρίως λόγω της σημαντικής διείσδυσης άλλων ευέλικτων πηγών στο σύστημα, όπως οι σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με συσσωρευτές, υδραντλητικοί σταθμοί, κατανεμόμενα χαρτοφυλάκια ΑΠΕ και Απόκριση Ζήτησης, κ.α.
  - κύρια πηγή καθοδικής ρύθμισης και παροχής καθοδικής mFRR οι κατανεμόμενες ΑΠΕ και οι ΣΑΗΕ
  - κύρια πηγή ανοδικής ρύθμισης και παροχής ανοδικών εφεδρειών οι ΣΑΗΕ και οι μονάδες φ.α.
- Αν αποσυρθούν αυτές οι μονάδες, προκύπτουν σημαντικά προβλήματα αξιοπιστίας του συστήματος
- Για να διατηρηθούν τα επίπεδα αξιοπιστίας του συστήματος εντός των προβλεπόμενων ορίων, απαιτείται η θέσπιση μόνιμου μηχανισμού αποζημίωσης ισχύος & ευελιξίας
- Διάκριση μηχανισμού σε fossil & non-fossil flexibility
- Προβλήματα οικονομικής βιωσιμότητας αντιμετωπίζουν και οι υδραντλητικές μονάδες, και ενδεχομένως σε πολύ μεγάλη κλίμακα διείσδυσης και οι ΣΑΗΕ με συσσωρευτές -> θα μπορούσαν να ενταχθούν στο μηχανισμό non-fossil flexibility στο μέλλον



*Ευχαριστώ για την  
προσοχή σας!*



**Παντελής Μπίσκας**  
**Καθηγητής**

Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας  
Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών  
Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης