



ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΑΚΑΔΗΜΙΑΣ ΑΘΗΝΩΝ

30 Σεπτεμβρίου 2022

**Τεχνολογίες και Προοπτικές Αποθήκευσης Ενέργειας με Στόχο
τη Μεγαλύτερη Διείσδυση των ΑΠΕ στο Ηλεκτρικό Δίκτυο
με Ειδική Αναφορά στη Κρήτη και στο Καστελλόριζο**

**Ομιλία του Κ. Ν. Σταμπολή,
Προέδρου και Εκτελεστικού Διευθυντή ΙΕΝΕ**

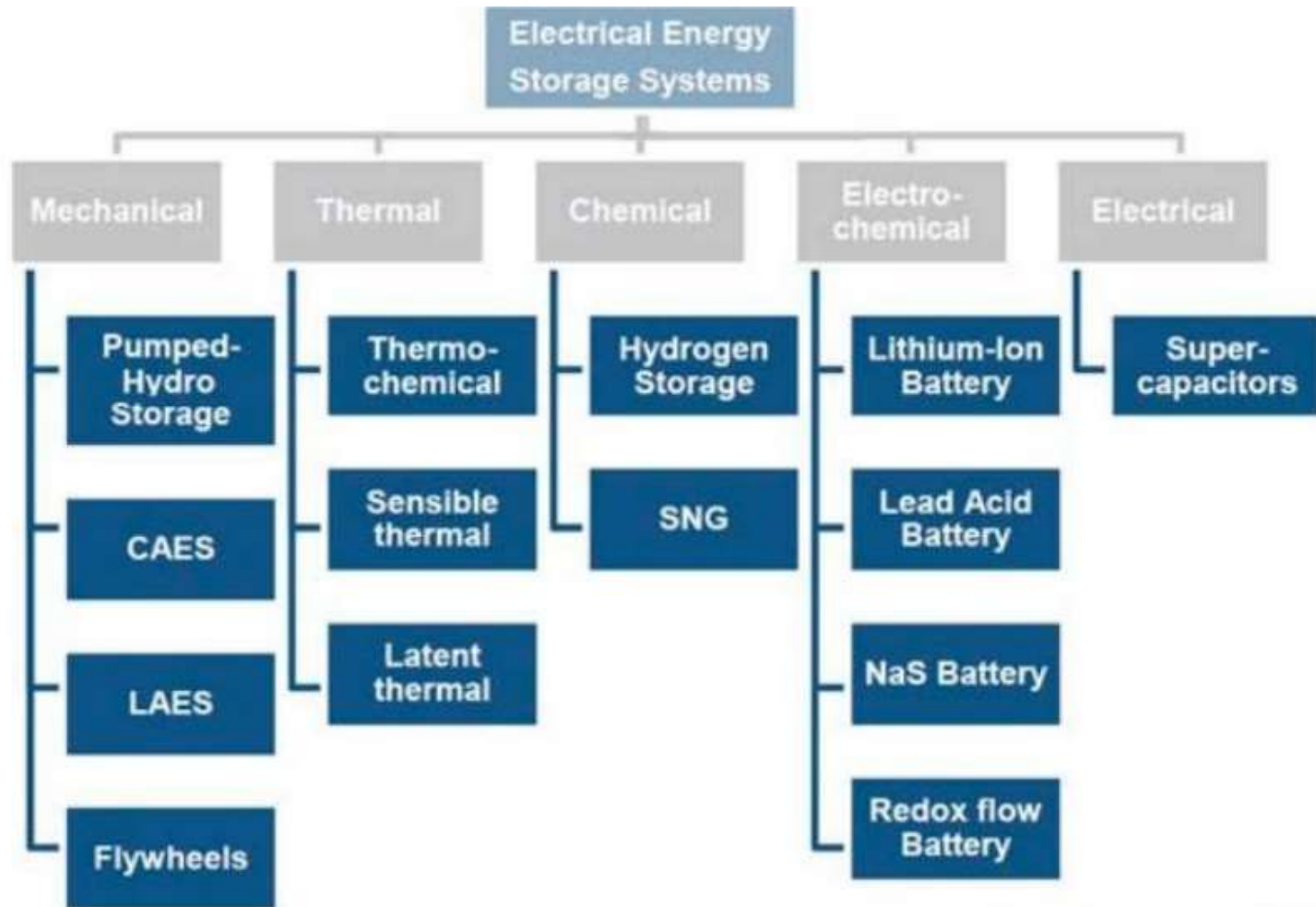
**INSTITUTE OF ENERGY
FOR SOUTH EAST EUROPE**



Εισαγωγή

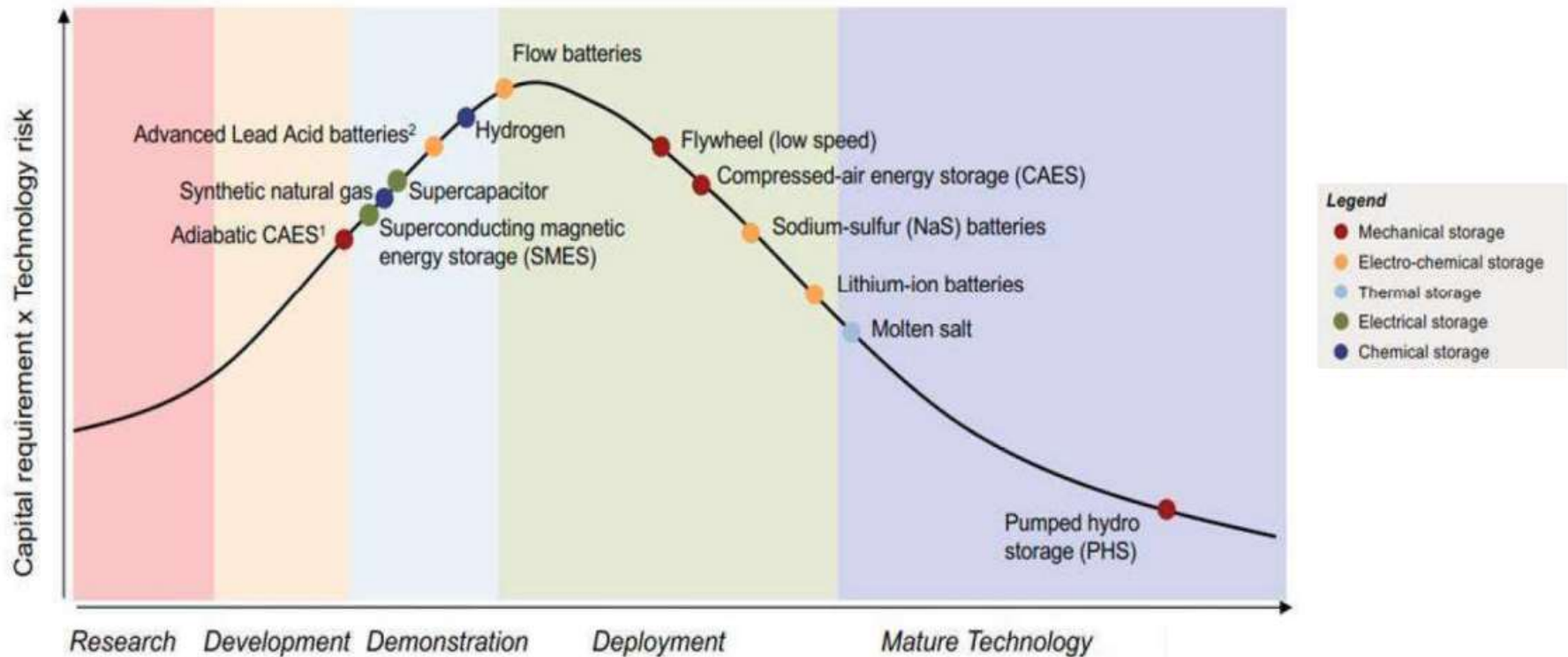
- Όσο αυξάνεται το μερίδιο των ΑΠΕ και δεδομένου του στοχαστικού χαρακτήρα των πιο ώριμων τεχνολογιών αξιοποίησης της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας, αυξάνεται και η ανάγκη για αποθήκευση, ώστε να υπάρχει εξισορρόπηση μεταξύ της προσφοράς και της ζήτησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.
- Επομένως, οι τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας έχουν αποκτήσει σημαντική θέση στην ενεργειακή πολιτική.
- Σήμερα, υπάρχουν διάφοροι τύποι και εφαρμογές της τεχνολογίας αποθήκευσης ενέργειας σε διάφορα στάδια ωρίμανσης.
- Οι δύο κυρίαρχες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας είναι η αντλησιοταμίευση και οι συσσωρευτές (μπαταρίες).
- Την μερίδα του λέοντος στις επιμέρους τεχνολογίες μπαταριών έχουν οι μπαταρίες ιόντων λιθίου, οι οποίες είναι οικονομικά αποδοτικές, με αποτέλεσμα να χρησιμοποιούνται ευρέως στην ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης διεθνώς.

Energy Storage - Types



CAES = Compressed Air Energy Storage; LAES = Liquid Air Energy Storage; SNG = Synthetic Natural Gas.

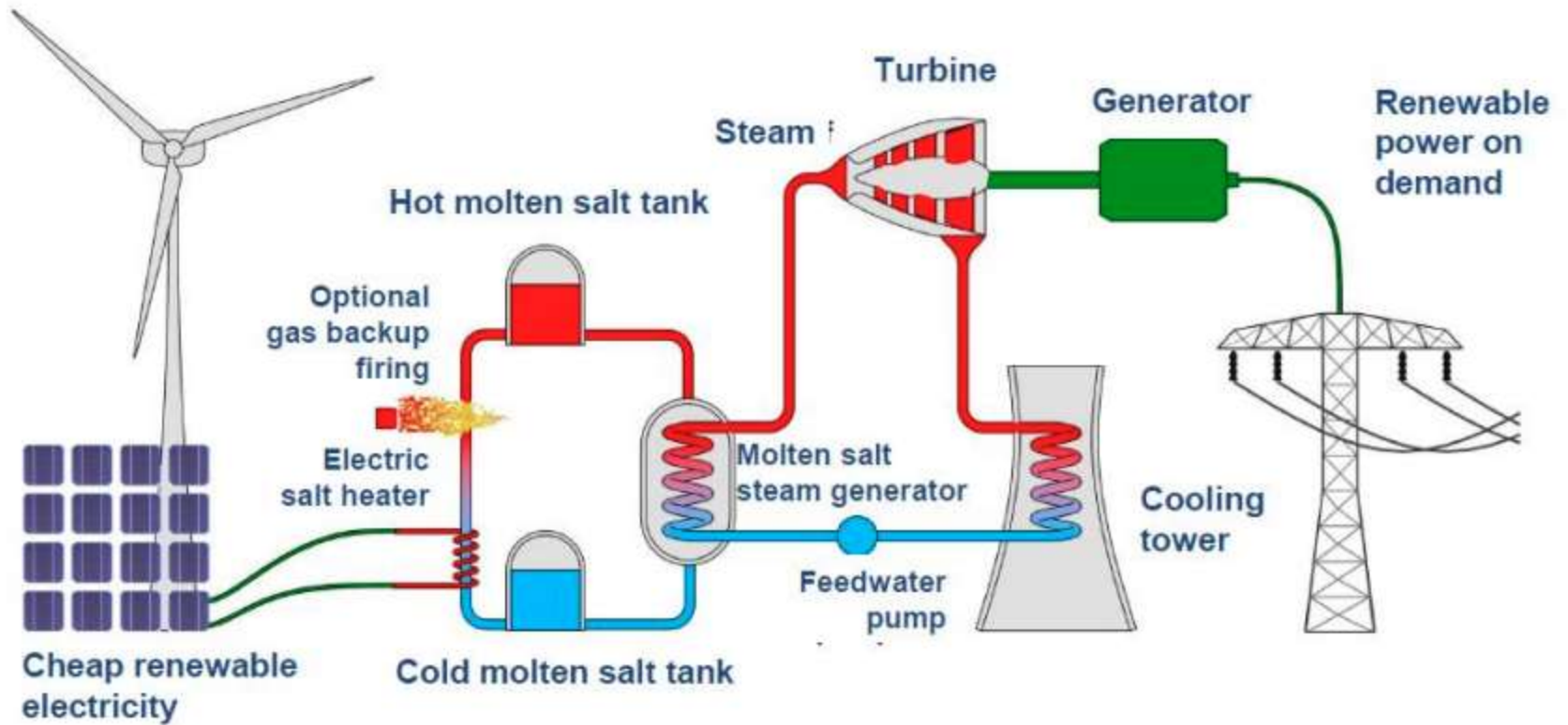
Energy Storage - Technology Maturity Curve



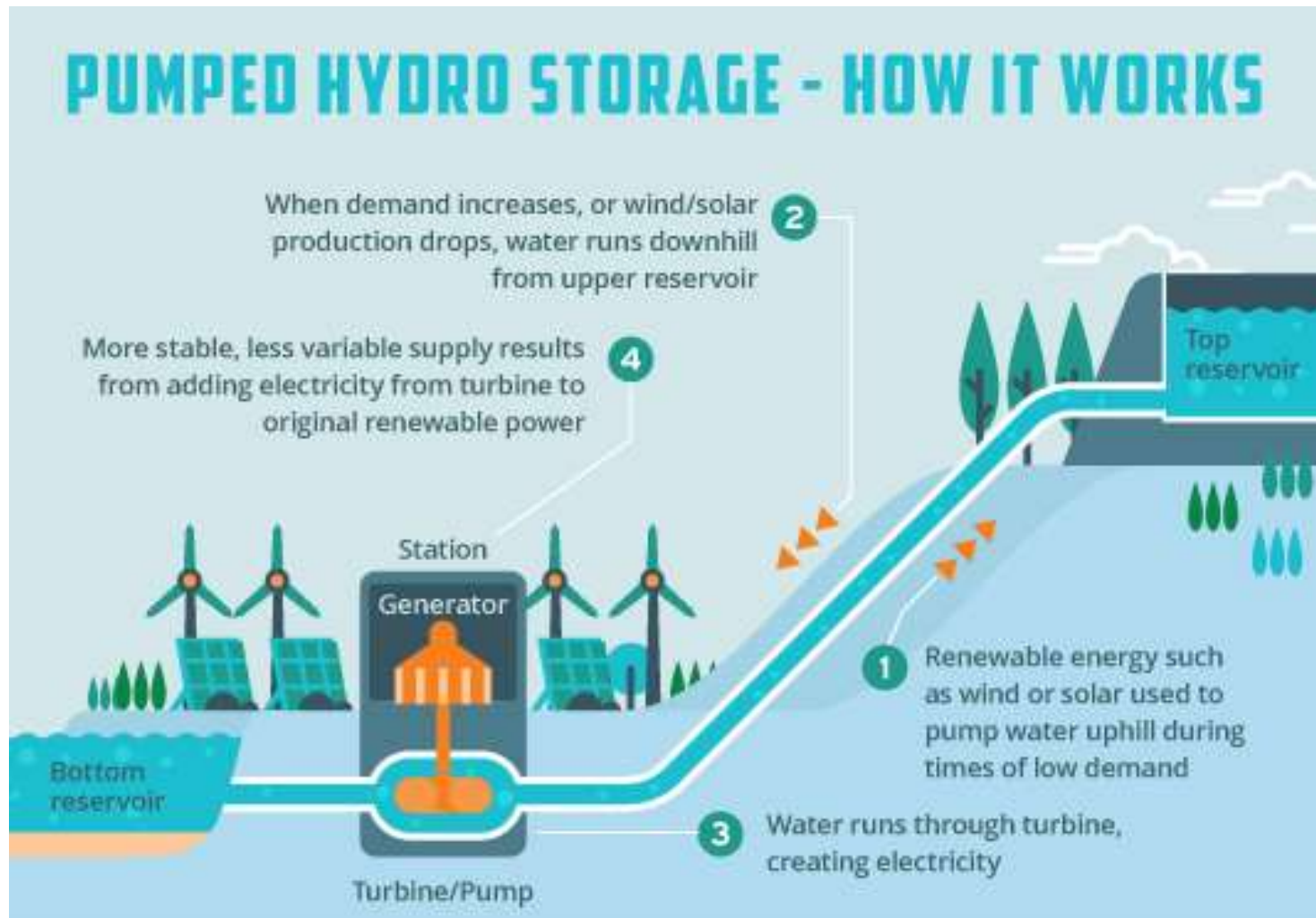
Concentrated Solar Power and Storage



Molten-salt Power Tower With Direct Storage of Salt

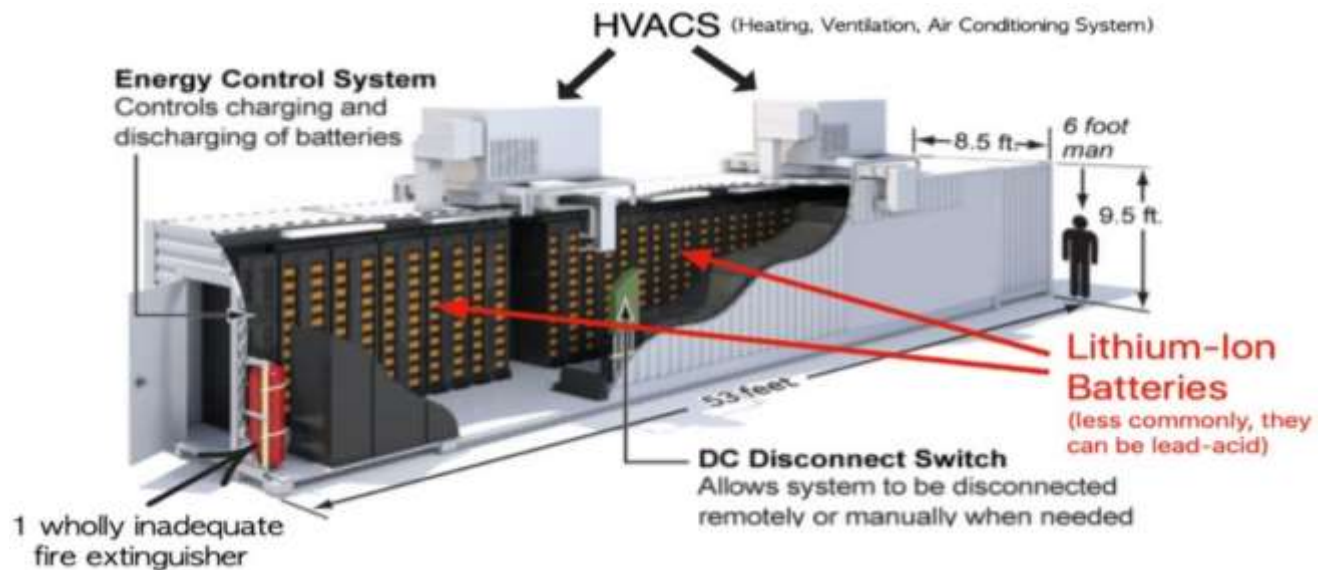
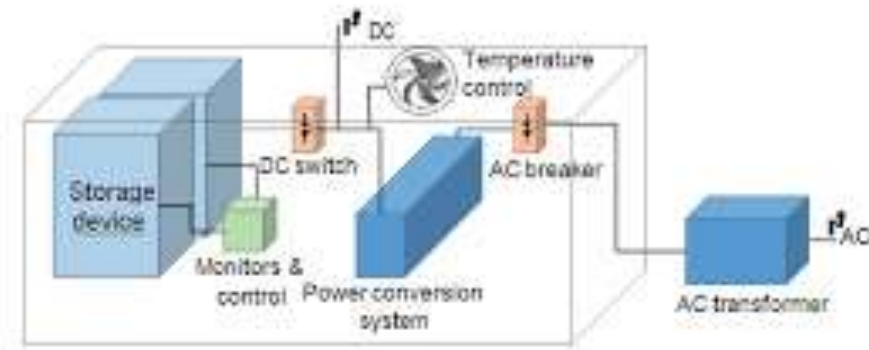


Pumped Hydro Storage – How it Works



Battery Energy Storage System – How it Works

Figure 1: Battery Energy Storage System and Primary Power Components



Two Types of Battery Electricity Storage Systems

Utility Scale - Front of the meter

Big systems owned by utilities and/or other investors

Revenue from participation in the electricity market



Distributed – Behind the meter

Big systems owned by utilities and/or other investors

Revenue from participation in the electricity market



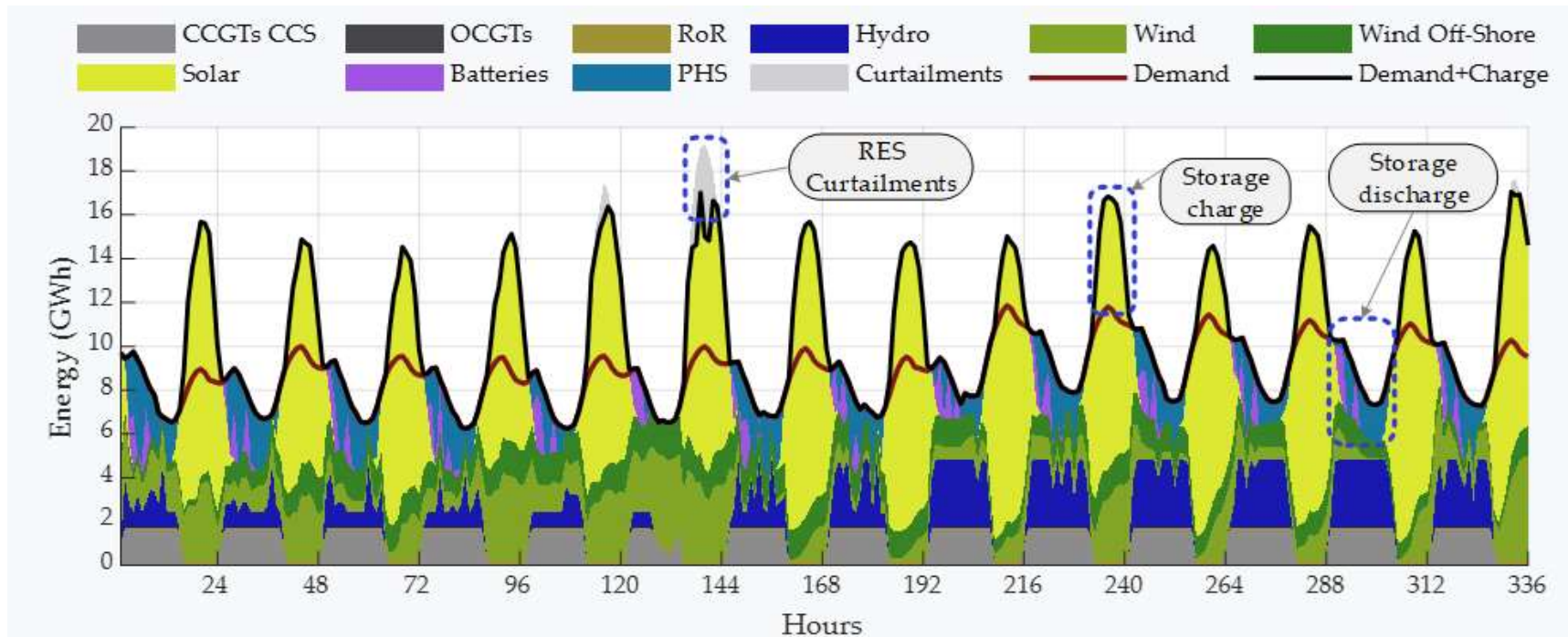
Energy Storage - Applications

1) Electric Supply	g) Voltage Support	m) Demand Charge Management
a) Electric Energy Time-shift	3) Grid System	n) Electric Service Reliability
b) Electric Supply Capacity	h) Transmission Support	o) Electric Service Power Quality
2) Ancillary Services	i) Transmission Congestion Relief	5) Renewables Integration
c) Load Following	j) Transmission & Distribution Upgrade Deferral	p) Renewable Energy Time-shift
d) Area Regulation	k) Substation On-site Power	q) Renewables Capacity Firming
e) Electric Supply Reserve Capacity	4) End User/Utility Customer	r) Wind Generation Grid Integration
f) Voltage Support	l) Time-of-use Energy Cost Management	

Αποθήκευση Ενέργειας και Προοπτικές

- ❑ Τα τελευταία χρόνια έχει αυξηθεί η χρήση της αποθήκευσης ενέργειας σε διάφορες εφαρμογές.
- ❑ Τα έργα αποθήκευσης αναμένεται να συμβάλλουν στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και ως εκ τούτου στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα, όπως και στην ενίσχυση της επάρκειας ισχύος και της ενεργειακής ανταγωνιστικότητας.
- ❑ Παρά τη συγκριτικά μικρή σημερινή τους ισχύ, οι προοπτικές αύξησης της διείσδυσης των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα σε μπαταρίες, είναι πολύ μεγάλες, λόγω της προόδου της τεχνολογίας και της αλματώδους μείωσης του κόστους.
- ❑ Σχετικά με τις προοπτικές της ανάπτυξης των ΑΠΕ και της αποθήκευσης ενέργειας με ορίζοντα το 2030 και το 2050 στην Ελλάδα, τα αιολικά εκτιμάται ότι θα έχουν στασιμότητα ως το 2030, ενώ αντίθετα οι προοπτικές των φωτοβολταϊκών κάθε τεχνολογίας είναι πιο θετικές, που από τα 4.8 GW σήμερα αναμένεται να φτάσουν τα 15 GW στο τέλος της δεκαετίας.
- ❑ Καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ θα απαιτείται μεγαλύτερη χρήση της αποθήκευσης ενέργειας για κάλυψη κενών στην παραγωγή ΑΠΕ και εξομάλυνσης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος.

System Operation at 90% RES Penetration



❖ PHS systematically do energy arbitrage between mid-day and evening/night hours

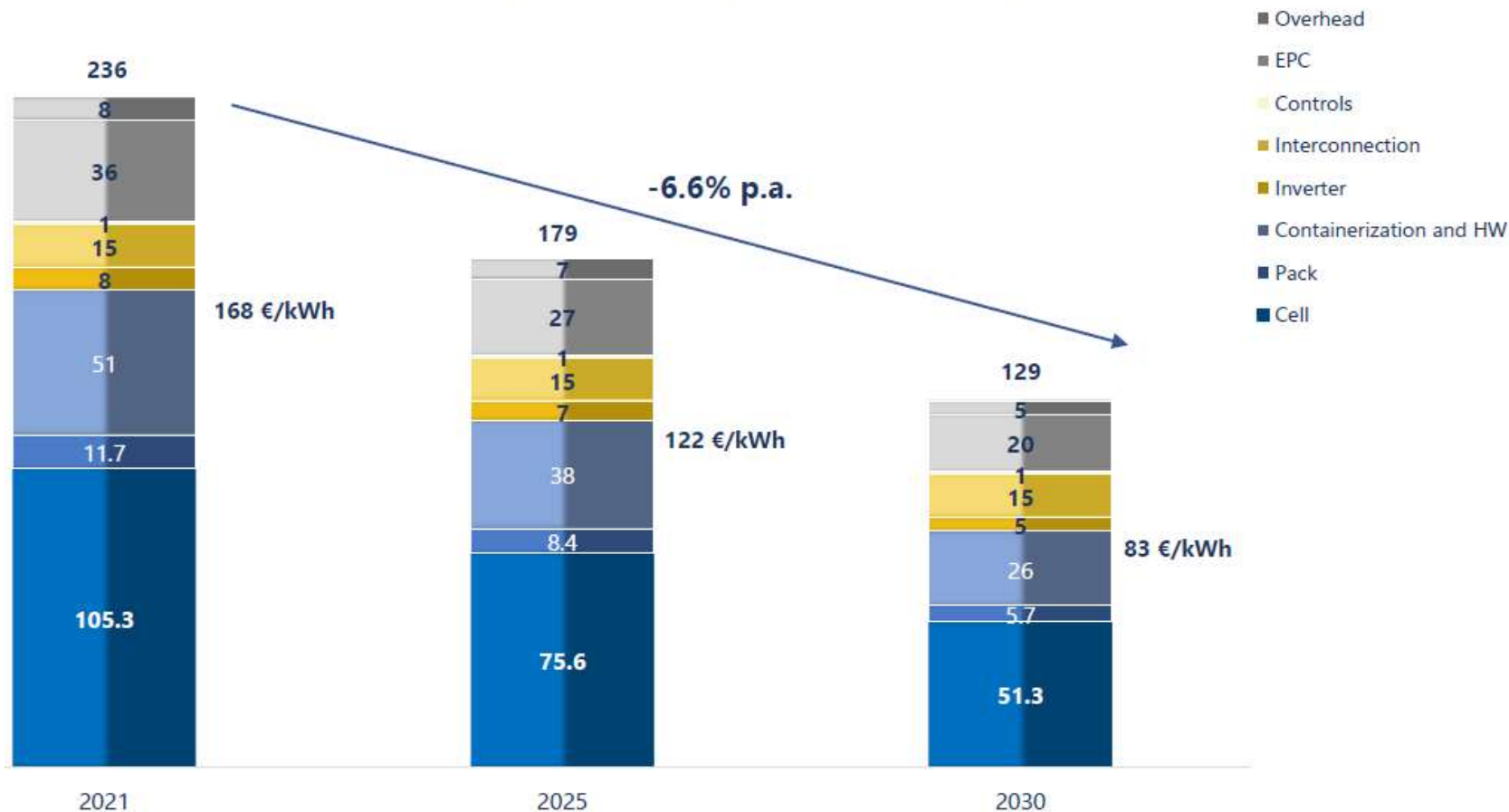
Management of mid-day congestion due to PVs

Mitigation of RES curtailments and cost reduction

Source: Papathanasiou, S. (2022), "Pumped hydro storage: A prerequisite in the path towards a net-zero energy system", IENE Workshop: "Electricity Storage and Grid Management for Maximum RES Penetration", September 28, 2022

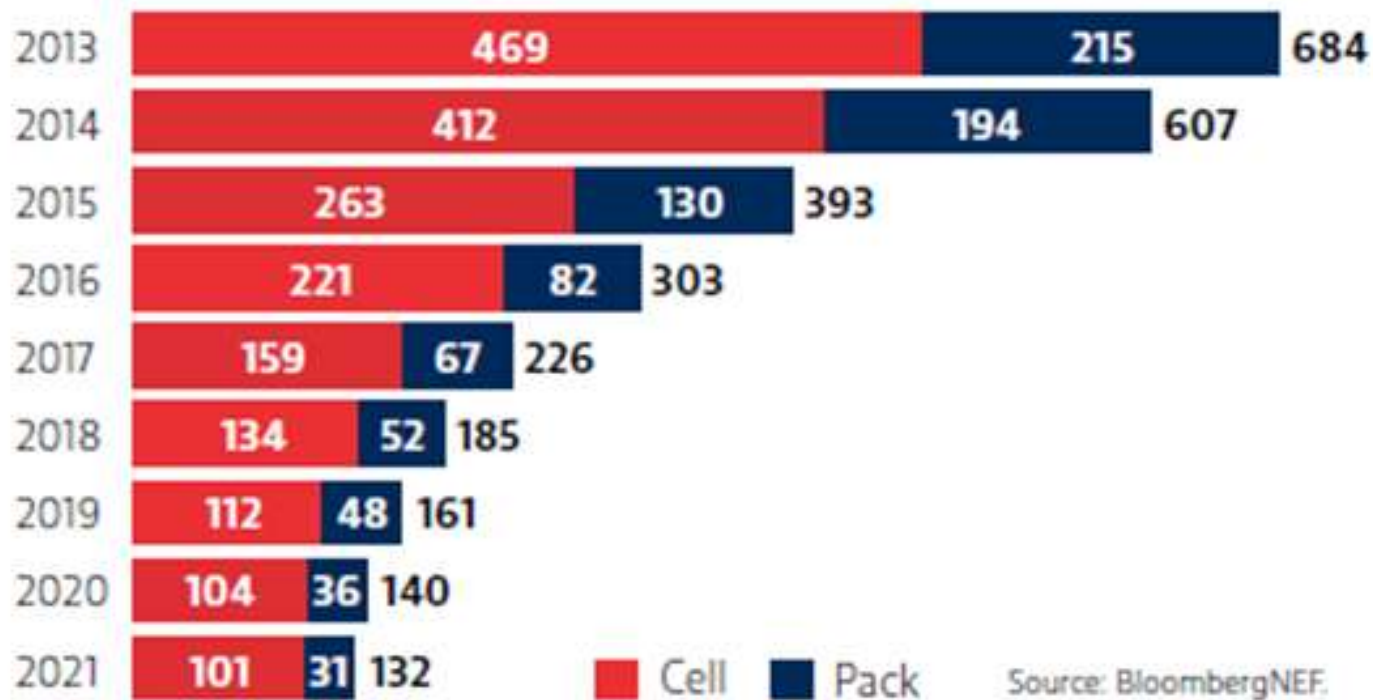
Energy Storage Costs are Expected to Decline by 2030

€/kWh Utility-scale Total System Cost - 4h System

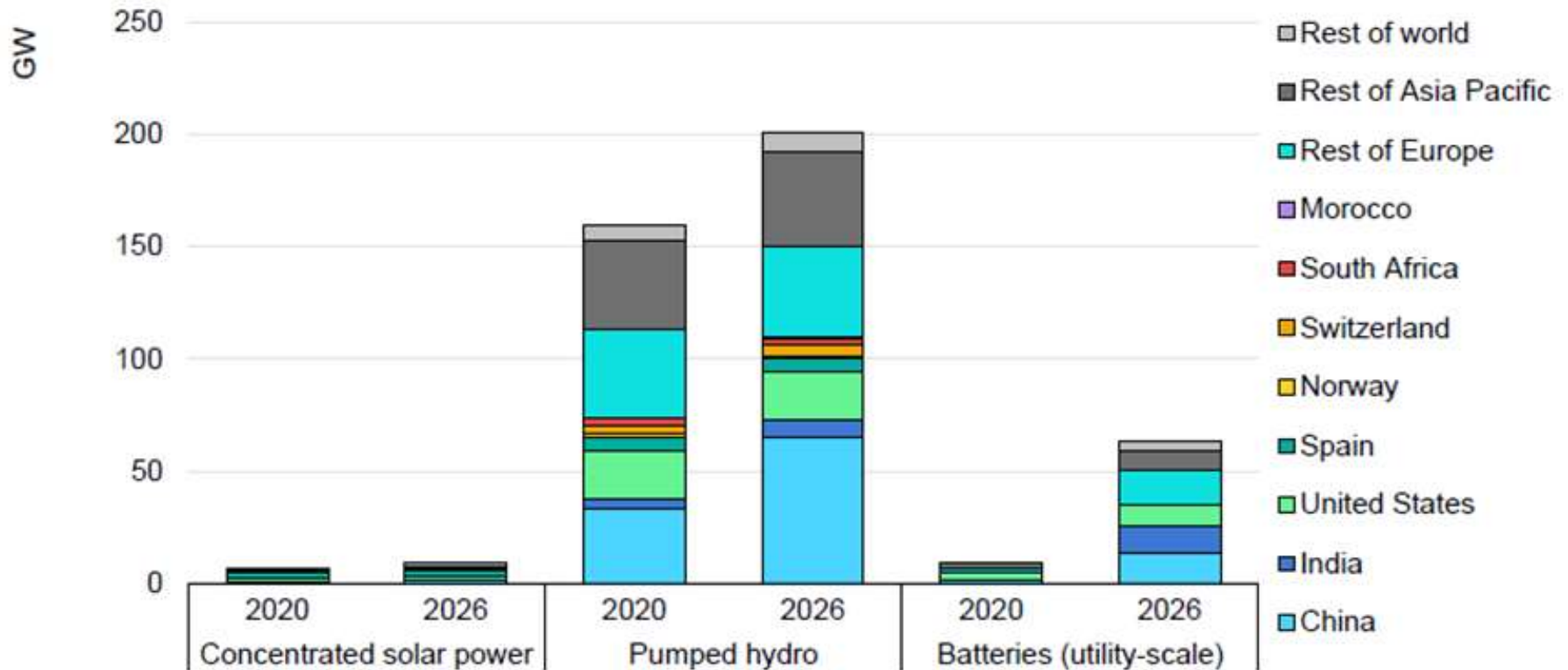


Source: McKinsey Battery Cost Model (February 2021)

Average Lithium-Ion Battery Cost in USD/kWh (2021)



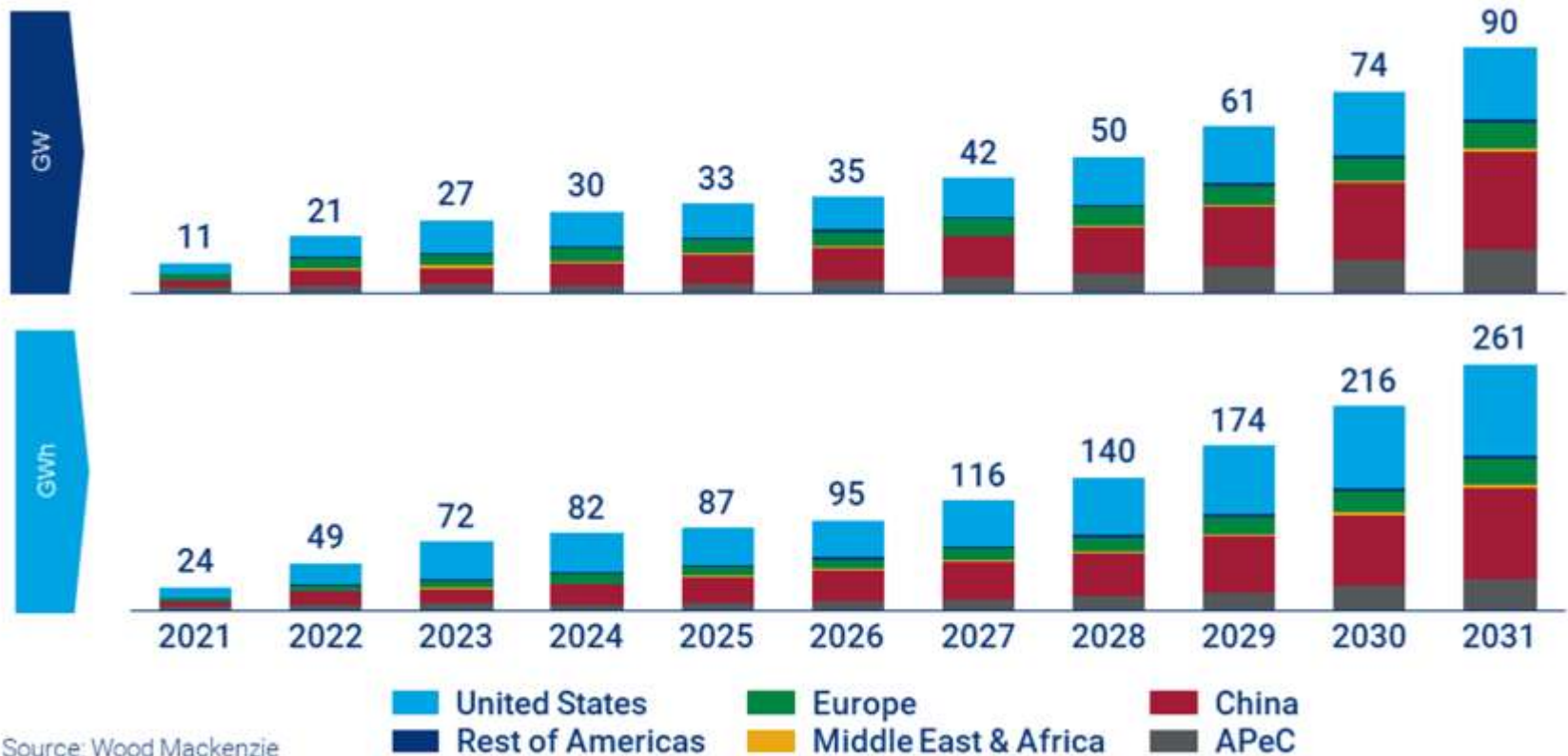
Concentrated Solar Power, Pumped Hydro and Batteries, Installed Storage Capacity in 2020 and 2026



Source: IEA

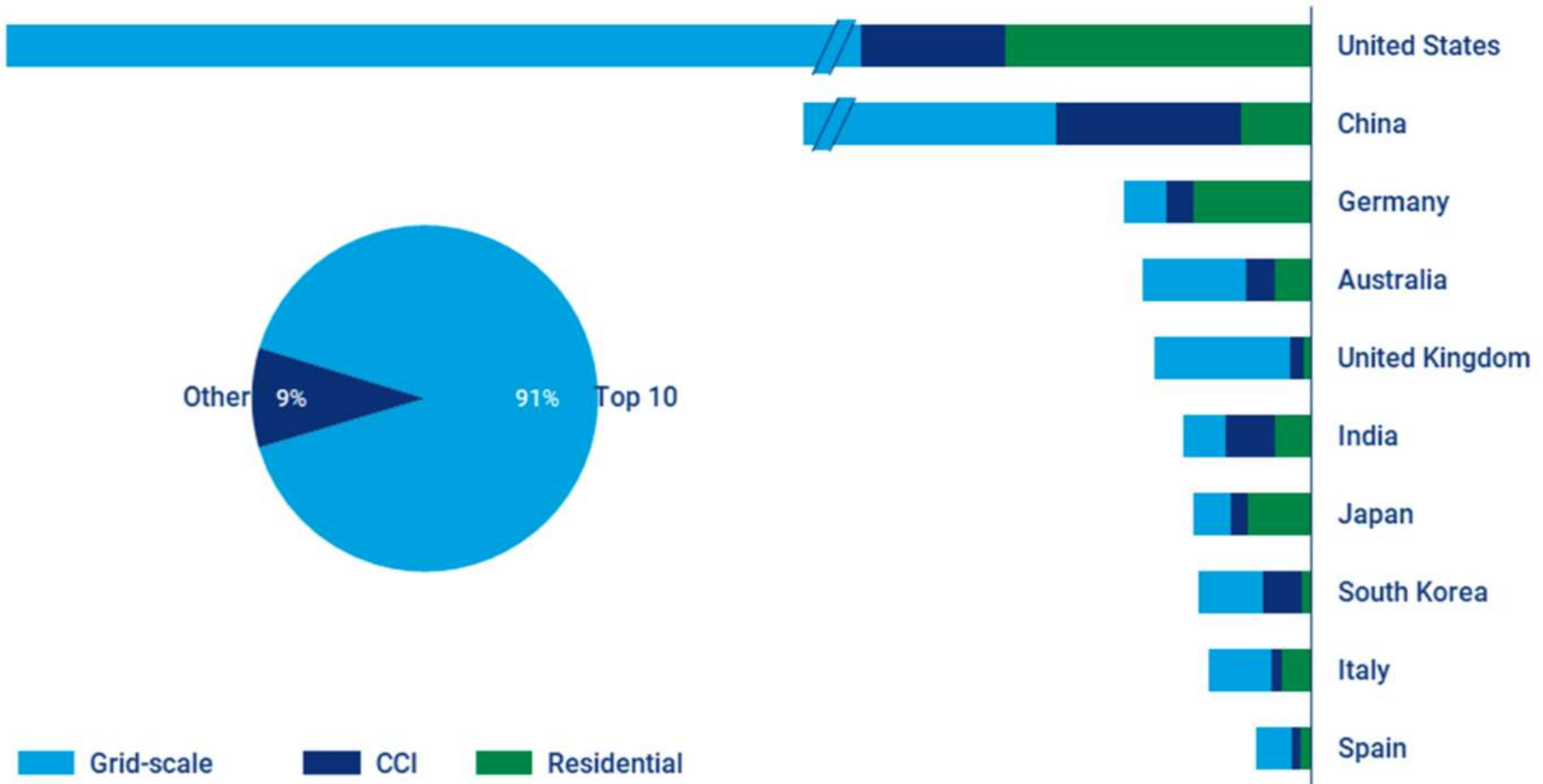
The Global Energy Storage Ten-year Market Outlook is Bright

Annual deployments by region: 2021-2031



Source: Wood Mackenzie

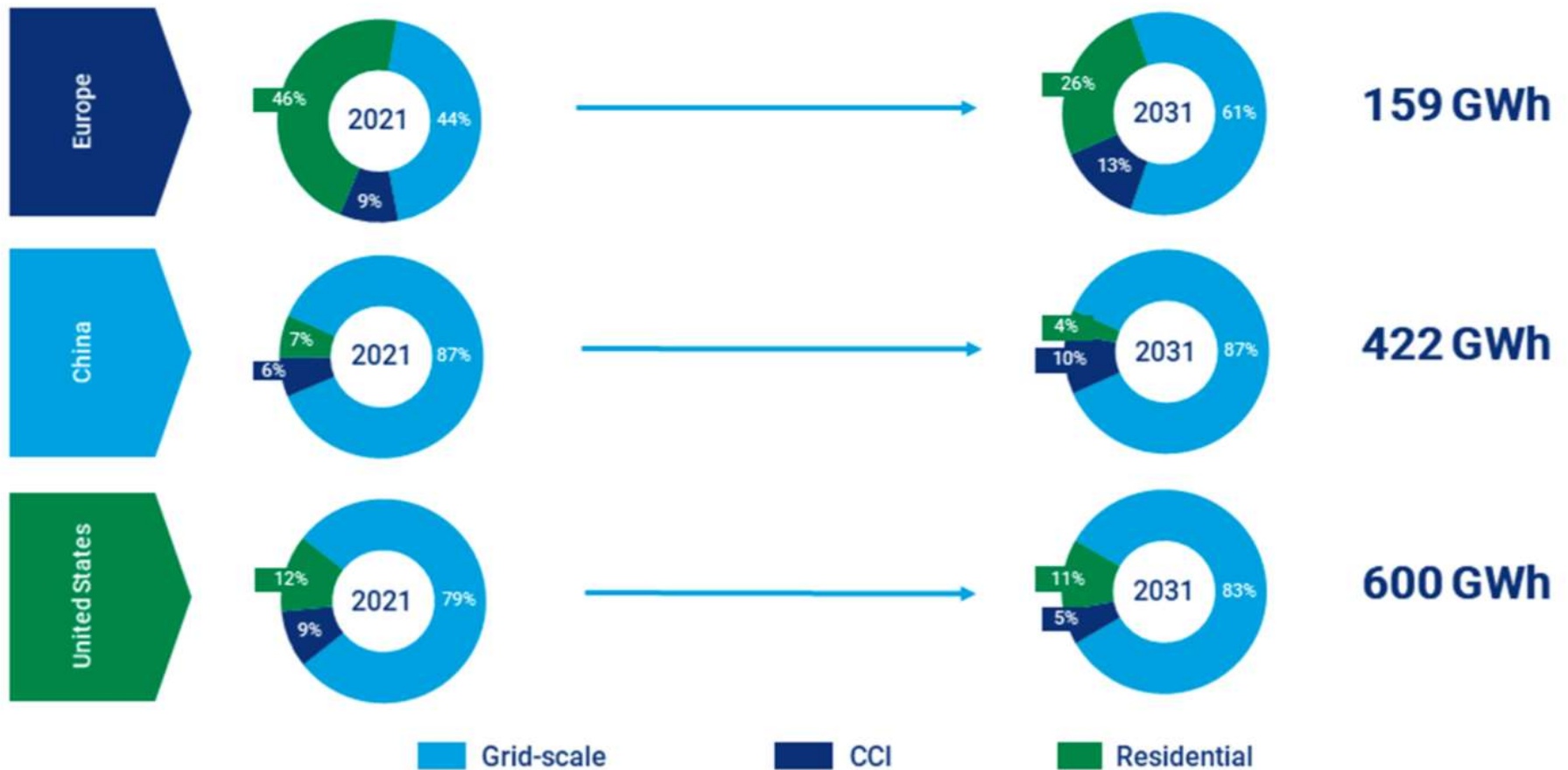
Top Ten Energy Storage Markets Capacity Forecast: 2021-2031 (GWh)



Source: Wood Mackenzie

European Energy Storage Demand Lags that of the US and China

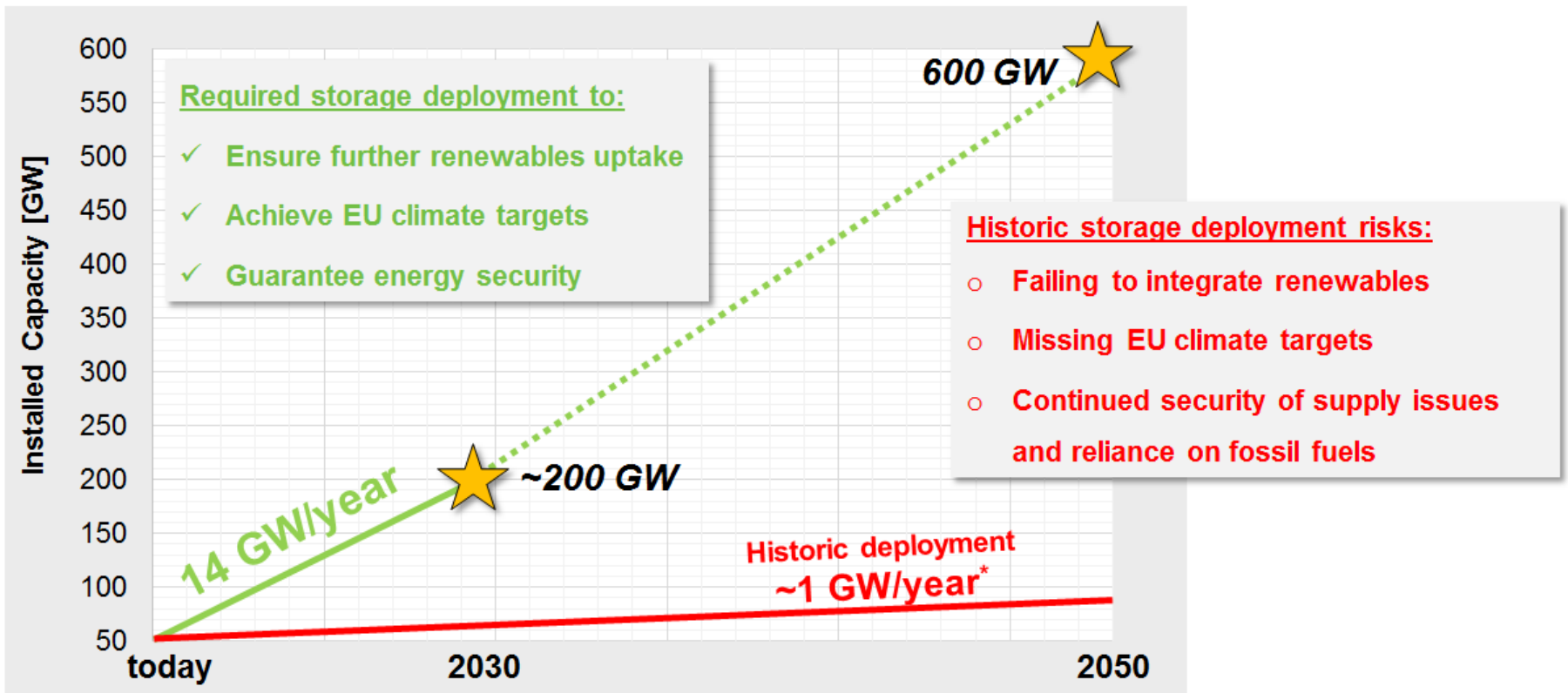
Cumulative energy storage market by segment (GWh)



Source: Wood Mackenzie

Energy Storage Estimates - 2030 and 2050

Compared to Historic Market Deployment

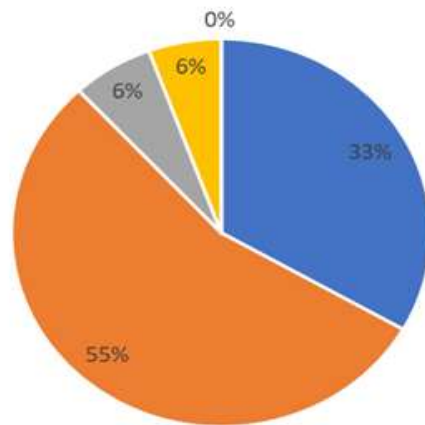


How Much Energy Storage is Needed in Greece?

Greece covers ~2% of electricity generation in the EU. Assuming that the share of vRE is 65%-69% by 2030 (PV+ dominated, i.e., 0.08-0.12 GW/%vRE), **the energy storage power capacity requirements in Greece by 2030 are 5.2-8.3 GW [Source: Psomas, S. (2022) – IENE].**

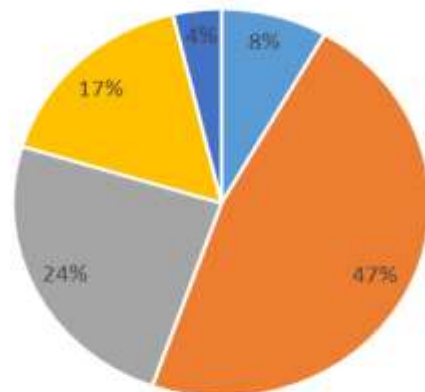


Το Ενεργειακό Μίγμα στην Ελλάδα



■ Λιγνίτης ■ Πετρέλαιο ■ Φυσικό Αέριο ■ ΑΠΕ ■ Ηλεκτρισμός

Διάγραμμα 1: Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση στην Ελλάδα, 2000
(Πηγή: Eurostat)



■ Λιγνίτης ■ Πετρέλαιο ■ Φυσικό Αέριο ■ ΑΠΕ ■ Ηλεκτρισμός

Διάγραμμα 2: Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση στην Ελλάδα, 2020
(Πηγή: Eurostat)

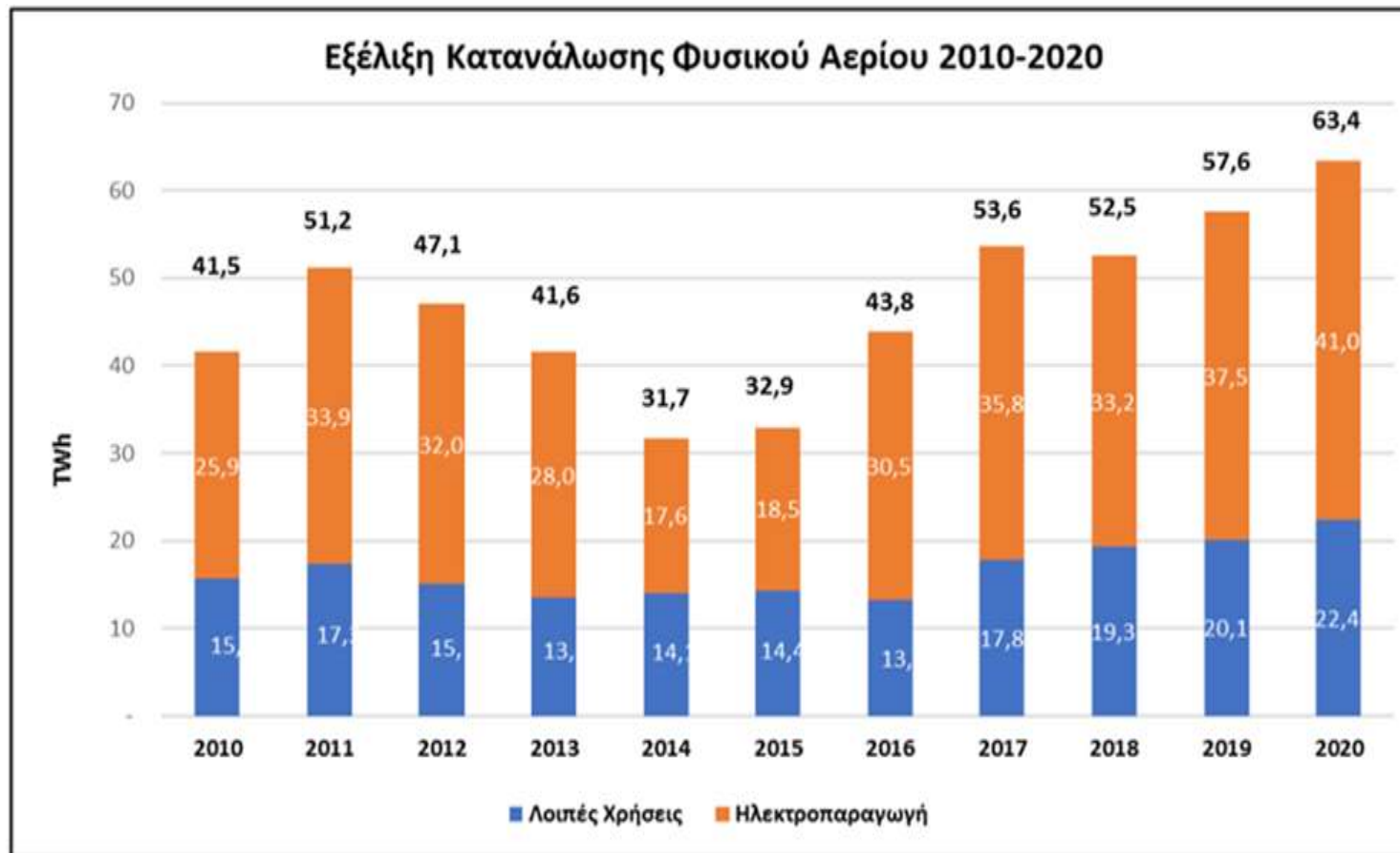
Ο Πραγματικός Ρόλος των ΑΠΕ

- Μπορεί όλος ο κόσμος να έχει στραμμένη την προσοχή του στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και το περίφημο Green Deal της ΕΕ και να έχει πεισθεί, κατά κάποιο παράξενο τρόπο, ότι τα πάντα στο εγγύς μέλλον θα κινούνται με πράσινη ενέργεια και ηλεκτροκίνηση, πλην όμως η αδυσώπητη πραγματικότητα των αριθμών και η βαρετή καταγραφή των δεδομένων φανερώνουν μια τελείως διαφορετική εικόνα.
- Μια προσεκτική ανάλυση του ενεργειακού ισοζυγίου της χώρας αποκαλύπτει ότι 25 χρόνια μετά την ένταξη των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας και την σημαντική διείσδυση των ηλιακών θερμικών συστημάτων τα τελευταία 40 και κάτι χρόνια, η ενεργειακή οικονομία μας εξαρτάται σε ποσοστό 70% και άνω από ορυκτά καύσιμα - με το 95% από αυτά (δηλ. πετρέλαιο, φυσικό αέριο και ηλεκτρισμό) εισαγόμενα και μάλιστα με υψηλό κόστος (€6-€8 δισεκ. τον χρόνο ανάλογα με τις επικρατούσες διεθνείς τιμές).
- Η εγχώρια παραγωγή ενέργειας κατευθύνεται κυρίως στον ηλεκτρισμό και αποτελείται από υδροηλεκτρικά, ηλιακή θερμική και φωτοβολταϊκή παραγωγή, αιολικά, βιομάζα και στερεά απόβλητα και τον λιγνίτη, που, όμως, καλύπτει πλέον ένα ελάχιστο τμήμα της ηλεκτροπαραγωγής, λιγότερο του 10%. Ωστόσο, πολύ σύντομα και χάριν της αδικαιολόγητης σπουδής της κυβέρνησης για πλήρη απολιγνιτοποίηση μέχρι το 2028 (την στιγμή που Γερμανία και Πολωνία θα καίνε άνθρακα μέχρι το 2040), το μερίδιο του εγχώριου λιγνίτη στη ηλεκτροπαραγωγή θα μηδενισθεί και αυτό το κενό θα καλυφθεί από αυξημένες εισαγωγές φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού από τις γειτονικές χώρες.

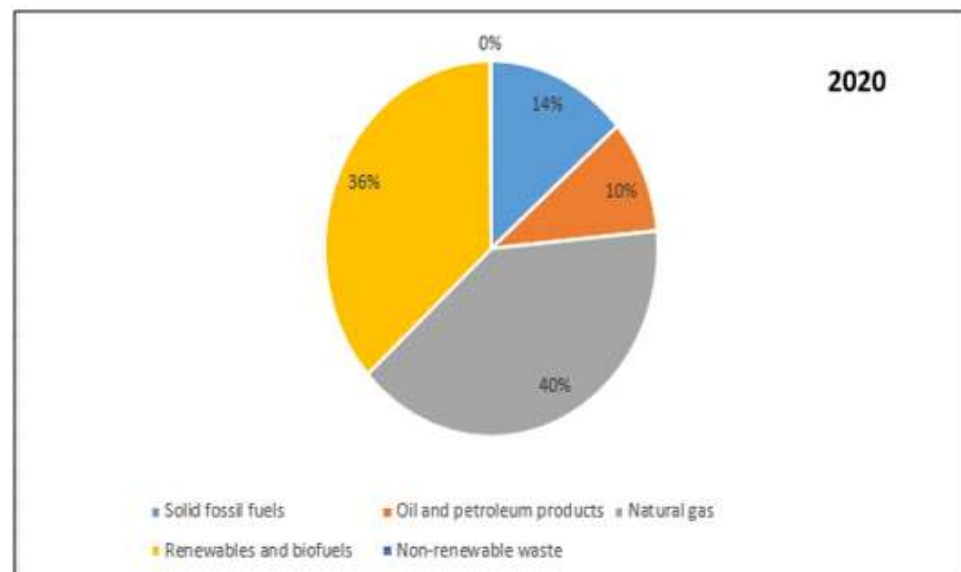
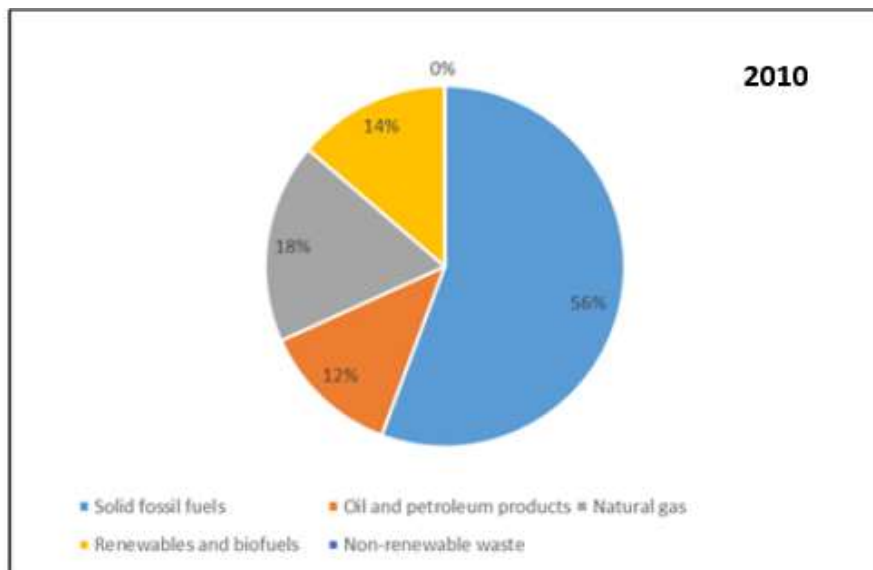
Ο Ρόλος του Φυσικού Αερίου

- Σύμφωνα με στοιχεία του 2020, η Ελλάδα εισήγαγε 6,3 δισεκ. κυβ. μέτρα φ. αερίου με το μεγαλύτερο μέρος να αντιστοιχεί στην ηλεκτροπαραγωγή, ενώ έχει αρχίσει να αυξάνεται σημαντικά η κατανάλωση του οικιακού και εμπορικού τομέα λόγω επέκτασης των δικτύων σε όλη την Ελλάδα.
- Βάσει εκτιμήσεων του IENE, το 2025 η εγχώρια κατανάλωση φ. αερίου σε ετήσια βάση θα έχει σχεδόν διπλασιαστεί στα 9,5-10,0 δισεκ. κυβ. μέτρα. Με το φ. αέριο, κυρίως λόγω ηλεκτροπαραγωγής, να αντικαθιστά σε μεγάλο βαθμό το μερίδιο του πετρελαίου που θα χάνεται λόγω της ηλεκτρικής διασύνδεσης των νήσων (που σήμερα καταναλώνουν πετρέλαιο για την παραγωγή ηλεκτρισμού), και την προβλεπόμενη διείσδυση ηλεκτρικών οχημάτων. Ναι μεν προβλέπεται αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, που σήμερα κυμαίνεται στο 30% με 35%, αλλά αυτό προϋποθέτει την ύπαρξη φορτίου βάσης, το οποίο, ελλείψει λιγνιτικής παραγωγής, θα καλύπτεται από το φυσικό αέριο αλλά και από εισαγωγές ηλεκτρικού ρεύματος από τις πέριξ χώρες, συμπεριλαμβανομένης της Τουρκίας.

Κατανάλωση Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα



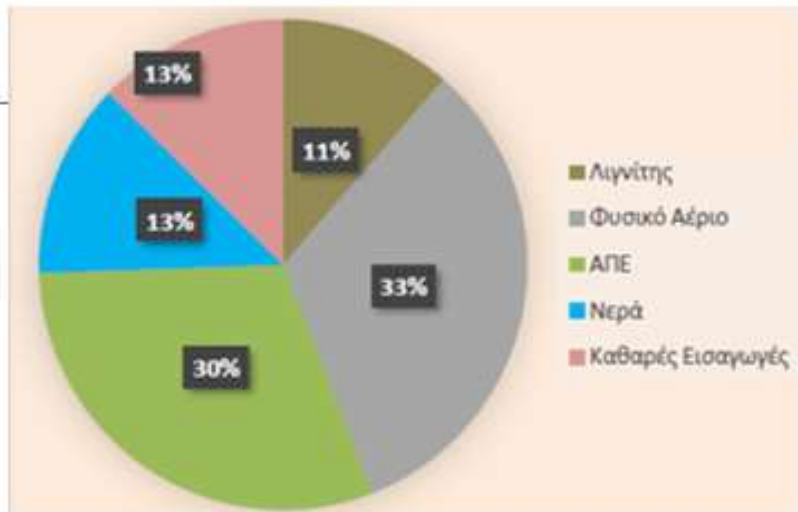
Μίγμα Ηλεκτρισμού της Ελλάδας, 2010 και 2020



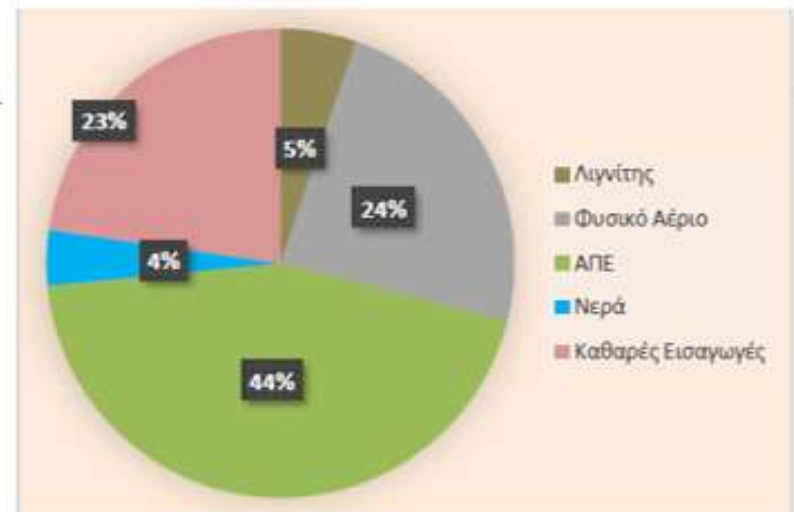
Fuel Mix in Greece



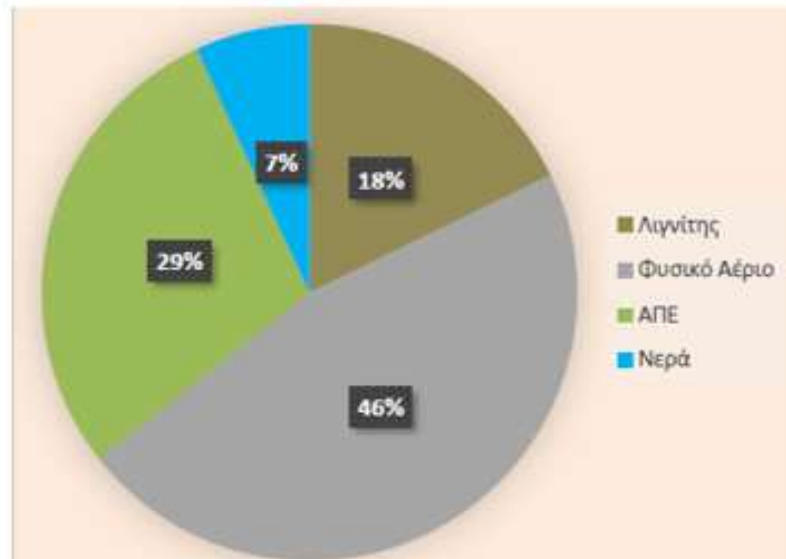
January 2022



April 2022

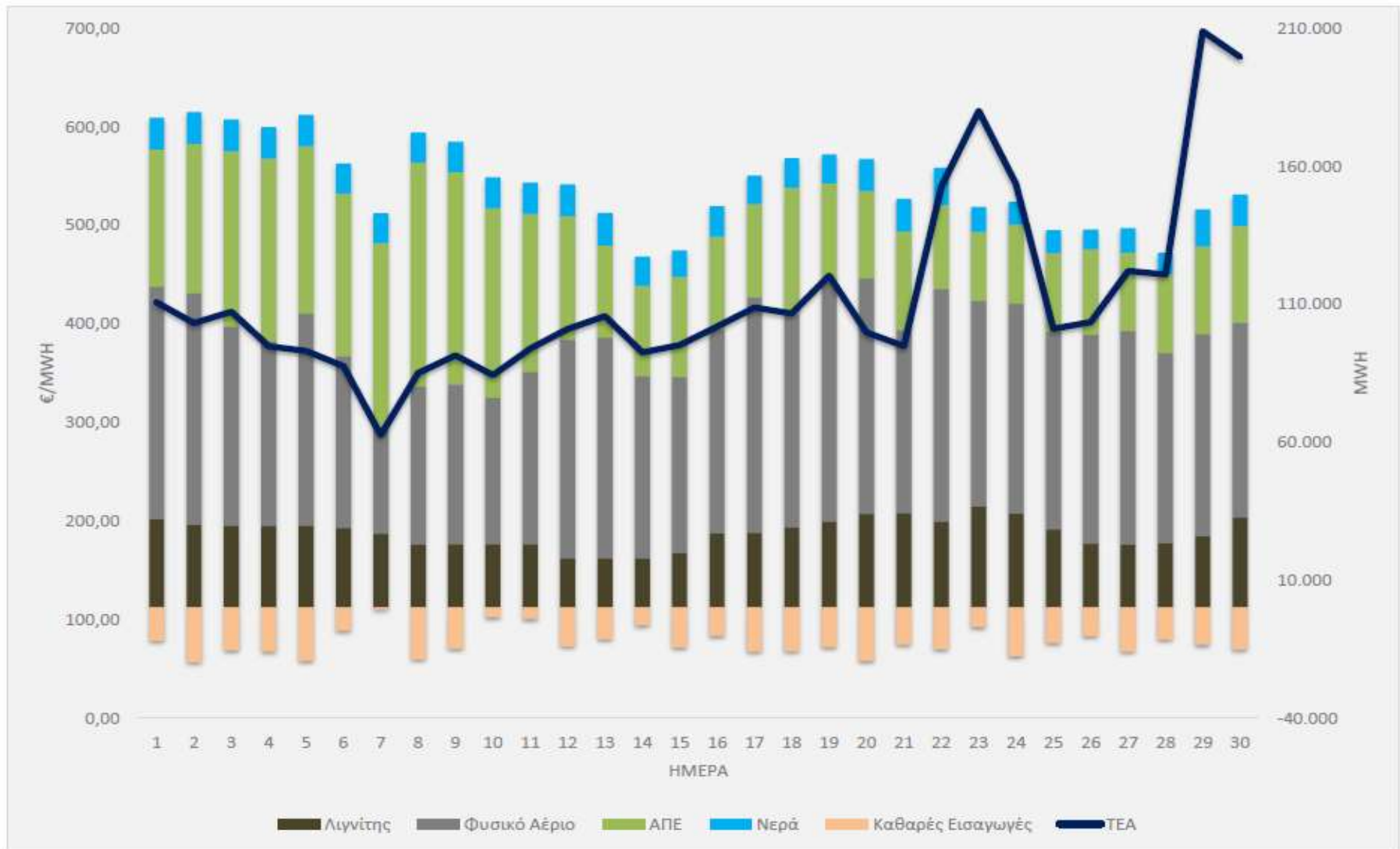


August 2022



Source: IENE

Fuel Mix per Day in August 2022 in Greece



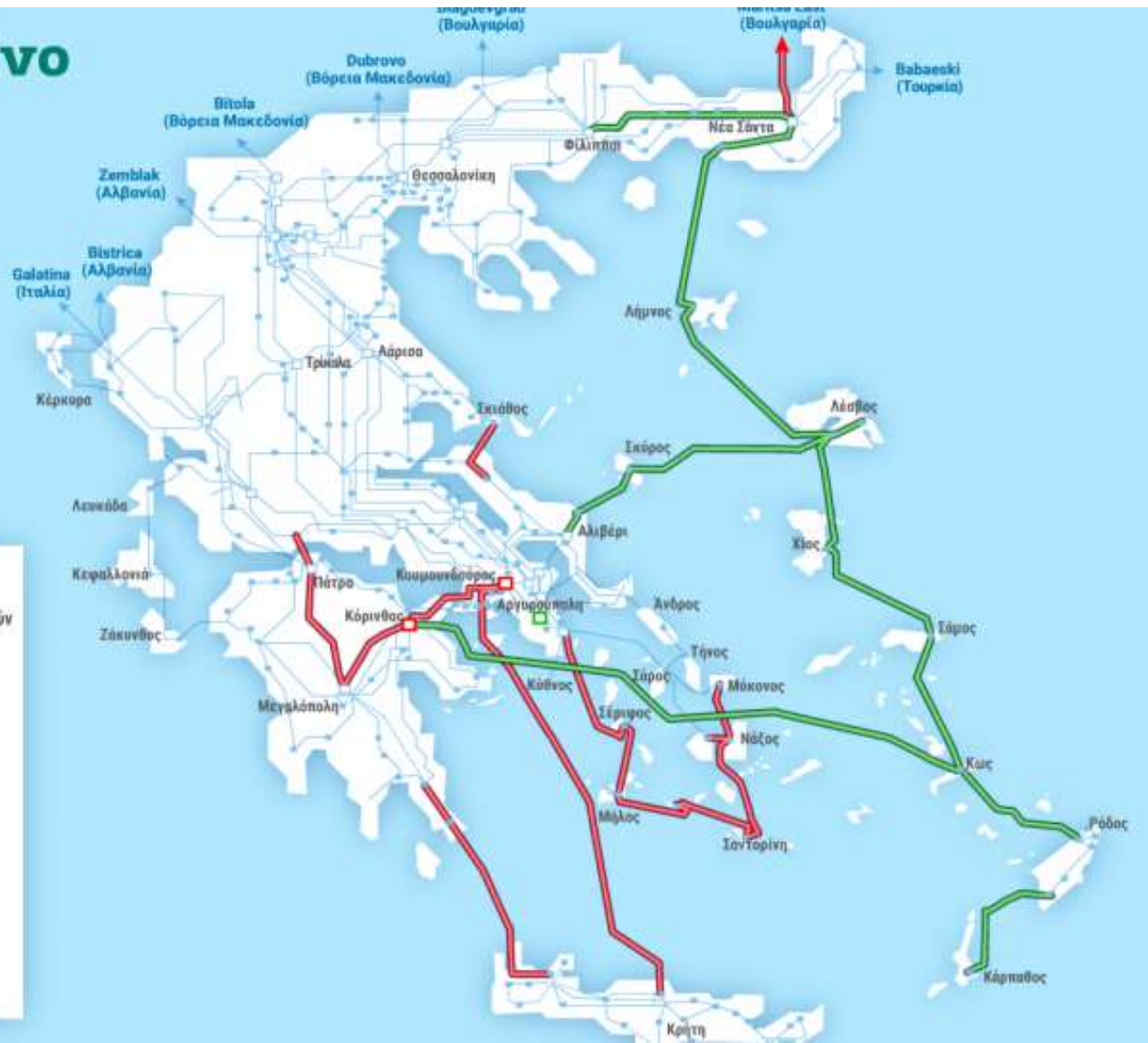
Source: IENE

Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις και Αποθήκευση Ενέργειας

- Καθώς αυξάνονται οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις στο δίκτυο της ηπειρωτικής Ελλάδας, αλλά και στα νησιά, εκτιμάται ότι θα αυξηθεί η διείσδυση των ΑΠΕ και άρα και οι ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας.
- Στην Ελλάδα, προχωρούν σημαντικά έργα διασύνδεσης, όπως στις Κυκλάδες, στο ΒΑ Αιγαίο και στα Δωδεκάνησα, ενώ το σημαντικότερο έργο είναι η διασύνδεση της ηπειρωτικής χώρας με την Κρήτη, η οποία διεξάγεται σε δύο φάσεις: (α) η μικρή διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου (ολοκληρώθηκε) και (β) η μεγάλη διασύνδεση Κρήτης-Αττικής, η οποία αναμένεται να ολοκληρωθεί το α' εξάμηνο του 2023.
- Παρά το εκτενές πρόγραμμα ηλεκτρικών διασυνδέσεων στα νησιά, θα εξακολουθήσουν για πολλά ακόμη χρόνια να υπάρχουν 40 μη διασυνδεδεμένα μικρά νησιά. Αυτά προσφέρονται για την εγκατάσταση ολοκληρωμένων συστημάτων καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας, με την χρήση μπαταριών και ΑΠΕ, με δυνατότητα εξασφάλισης 95% ενεργειακής αυτονομίας.

Διασυνδεδεμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ έως το 2030

- Υφιστάμενη Γραμμή Μεταφοράς
- Σημαντικά έργα που θα κατασκευαστούν έως το 2024
 - Διασυνδέσεις Κρήτης
 - Διασύνδεση Βορείων Κυκλάδων
 - Διασύνδεση Νοτίων & Δυτικών Κυκλάδων
 - Διασύνδεση Εύβοιας-Σκιάθου
 - 2η διασύνδεση Ελλάδας-Βουλγαρίας
 - Επέκταση Συστήματος 400 kV στην Πελοπόννησο
 - Ανακατασκευή ΚΥΤ Κουμουνδούρου
- Σημαντικά έργα που σχεδιάζονται έως το 2030
 - Διασύνδεση Δωδεκανήσων
 - Διασύνδεση Βορειοανατολικού Αιγαίου
 - Νέα ΓΜ 400 kV Φιλίππων- Νέας Σάντας
 - ΚΥΤ Αργυρούπολης



Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις των Κυκλάδων

Διασυνδέουμε τις Κυκλάδες, διασυνδέουμε το αύριο



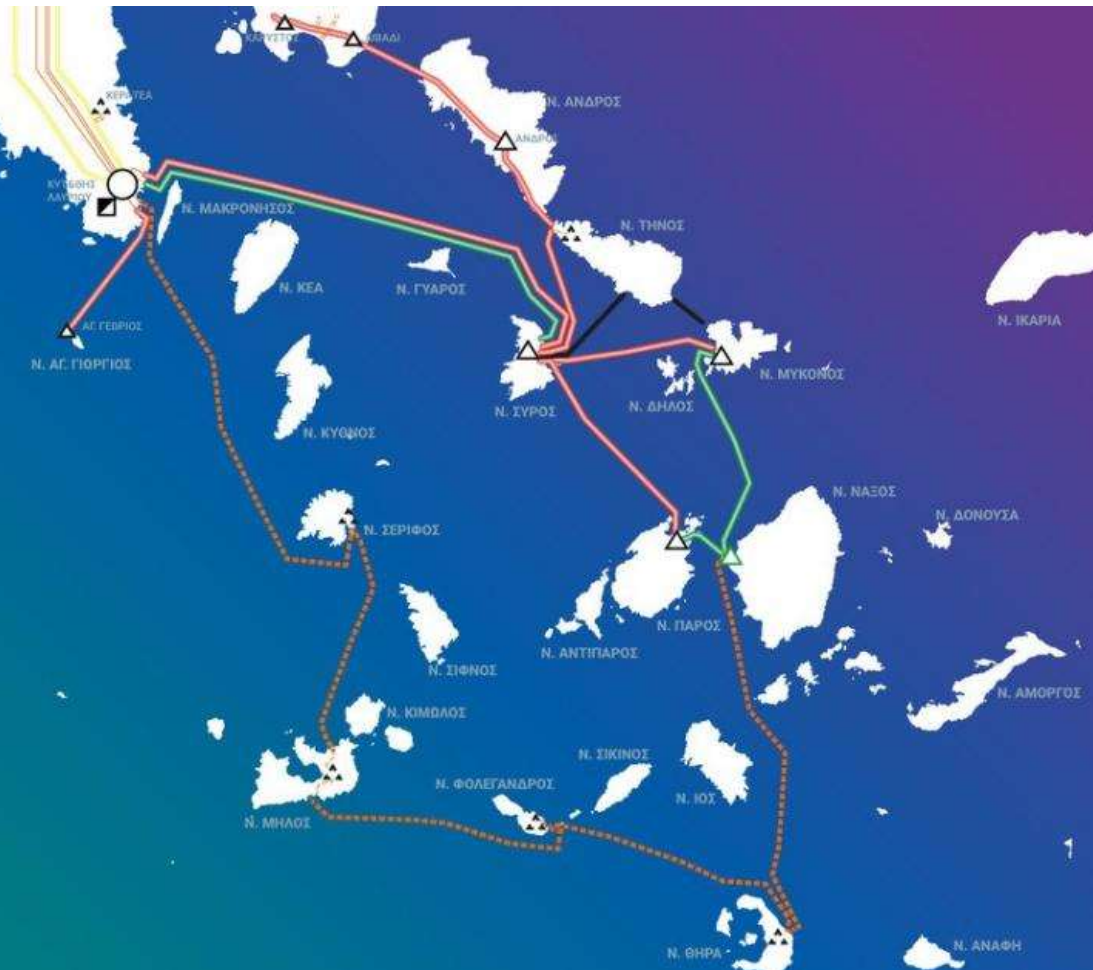
ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ
ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ



Ευρωπαϊκή Ένωση
Ευρωπαϊκό Ταμείο
Περιφερειακής Ανάπτυξης



Με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης



Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας



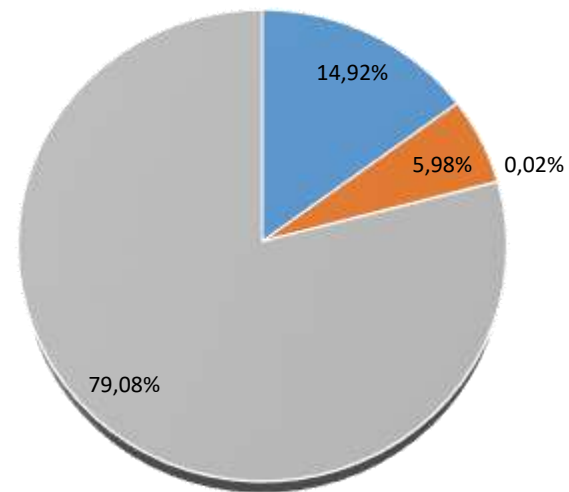
IENE Study: “Feasibility Study of Energy Storage Systems’ Integration in Crete”

- ❑ Crete depended on Oil for its power generation by 79.08% in 2019, or 2.44 TWh .
- ❑ EU Directives 2010/75/EU (IED) and 2015/2193 are in effect, expected to lead to withdrawal the oil-fired power generating units in Greece’s island systems.
- ❑ Currently there are 24 oil-fired power generating units in Crete, with installed capacity of approximately 708 MW located in three sites: Hania, Atherinolakkos and Linoperamata.
- ❑ AC interconnector Crete-Peloponnese expected during 2021

Future Outlook

- ❑ DC interconnector (2x500 MW) Crete Attica
- ❑ Considerations for conversion Atherinolakos Steam turbine units 1 & 2, for use of natural gas.
- ❑ 11 units have or will obtain derogation from IED
- ❑ Retirement of 16 units with total installed capacity of 318 MW by 2026.
- ❑ Considerations for installation of a new efficient CCGT (250 MW)

Power generation share in Crete in 2019 per source [%] (Source: HEDNO)



■ windfarms ■ solar PV ■ small hydro ■ Thermal (OIL)

Σκοπός Μελέτης IENE

- Αντικείμενο της ανάλυσης ήταν να προσδιορίσει τα οικονομικά (και περιβαλλοντικά) οφέλη από την εισαγωγή συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας στην Κρήτη. Είναι μια μελέτη που εκπονήθηκε για λογαριασμό του ΑΔΜΗΕ.

- Αξιολογημένη τεχνολογία: Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπαταριών ιόντων λιθίου (BESS)

- 2 έτη αναφοράς: 2022 και 2030
 - 2022:
 - Βελτιστοποίηση κόστους συστήματος (παραγωγή και αποθέματα ενέργειας)
 - Μείωση της χρήσης πετρελαίου στην Κρήτη

 - 2030:
 - Μείωση της περικοπής ΑΠΕ
 - Μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους από το arbitrage
 - Μείωση κόστους υπό επάρκεια όσον αφορά τις περιστάσεις (ορισμένη διαθέσιμη χωρητικότητα παραγωγής και διασύνδεσης)

Scenarios I

10 Unique Scenarios: variation of critical parameters:

- (a) electricity demand,**
- (b) RES installed capacity,**
- (c) new thermal power capacity (CCGT),**
- (d) New pump hydro energy storage capacity**

2022 :

- ❑ Deployed Peloponnese – Crete AC interconnector (MVA)
- ❑ Examination of two electricity demand profiles
- ❑ Assessment of BESS in an event of circuit disconnection at AC interconnector under a high electricity demand conditions (indicated with connotation OUT)

BAU22 scenario	HD22 Scenario
<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning of conventional diesel and fuel oil units (2022) • RES penetration in line with NECP (2022) • A/C Interconnector Crete-Peloponnese is available • Demand as foreseen by NECP (2022) 	<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning of conventional diesel and fuel oil units (2022) • RES penetration in line with NECP (2022) • A/C Interconnector Crete-Peloponnese is available • Demand is higher than the one foreseen by NECP (2022)



Scenarios II

2030:

- Deployed DC interconnector Attica – Crete
- Examination of two electricity demand profiles
- Examination of two RES generation profiles
- Assessment of BESS with/without the deployment of Amari hybrid power station (pump storage unit)
- Assessment of BESS with/without the deployment of an efficient Gas-fired CCGT
- Assessment of BESS in an event of a DC pole disconnection at DC interconnector under various conditions (indicated with connotation OUT)

BAU30 scenario	HR30 Scenario
<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration in line with NECP (2030) * • Demand in line with NECP (2030) 	<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration higher than the one foreseen in NECP (2030) * • Demand in line with NECP (2030)
PS30 Scenario	CC30 Scenario
<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration in line with NECP (2030) * • Demand in line with NECP (2030) • Includes the Amari RES hybrid station 	<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration in line with NECP (2030) * • Demand in line with NECP (2030) • New installed CCGT unit burning Natural gas with installed capacity 250 MW
HD30 Scenario	HDHR30 Scenario
<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration in line with NECP (2030) * • Demand is higher than the one in line with NECP (2030) 	<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration higher than the one in line with NECP (2030) * • Demand is higher than the one foreseen by NECP (2030)
HDCC30 Scenario	HDCCPS30 Scenario
<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration in line with NECP (2030) * • Demand is higher than the one foreseen by NECP (2030) • New installed CCGT unit burning Natural gas with installed capacity 250 MW 	<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled decommissioning and conversion of conventional diesel and fuel oil units (2030) • AC Interconnector Crete-Peloponnese and DC Interconnector Crete-Attica are available • RES penetration in line with NECP (2030) * • Demand is higher than the one foreseen by NECP (2030) • New installed CCGT unit burning Natural gas with installed capacity 250 MW • Includes the Amari RES hybrid station

* Includes the Minos – Solar-Thermal Power plant in Sitia

Methodology - CRETE-UCED+S model

- Crete UCED+S model developed by IENE
 - Mixed-integer linear programming tool.
 - Cost optimization (minimization).
 - Deterministic model.
- Crete-UCED+S model : tailormade for the elaboration of the specific study.
- Input
 - Thermal cycle of available thermal units (ramp-up/down, min up/down time, technical minimum output etc.)
 - Grid constraints: spatial constraints, spinning reserves etc.
 - RES generation (deterministic time series)
 - Electricity Demand (deterministic time series)
 - Costs: generation costs (variable costs, start-up/down costs, RES curtailment costs, cost of imported electricity (deterministic time series), etc.)
 - Battery operation constraints (initialization set points, maximum DoD, roundtrip efficiency)
- Output
 - Estimation of the electricity generation mix (generation from dispatched units and electricity flows at interconnectors)
 - System cost (optimized)

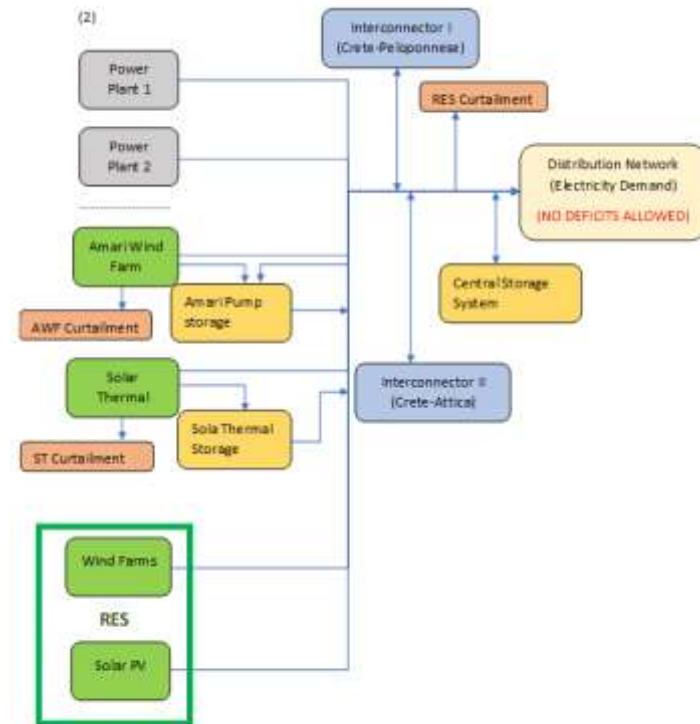


Figure 2 Nodal depiction of CRETE-UC+S model's function for the 2050 scenarios (Note: the display of thermal power plants in the nodal diagram (in grey) is indicative)

Parameters and Assumptions Utilized in the Analysis

RES

- Cost of curtailment (1 €/MWh)
- Time series projections (IPTO)

Scenario	Year	Wind	Solar PV	Solar CSP
Reference	2022	221	135	0
	2030	322	302	50
High RES	2022	-	-	-
	2030	1800	700	50

- Amari hybrid power station with PS (75 MW (output), 140.16 MW pumping capacity, 1087.7 MWh storage capacity)

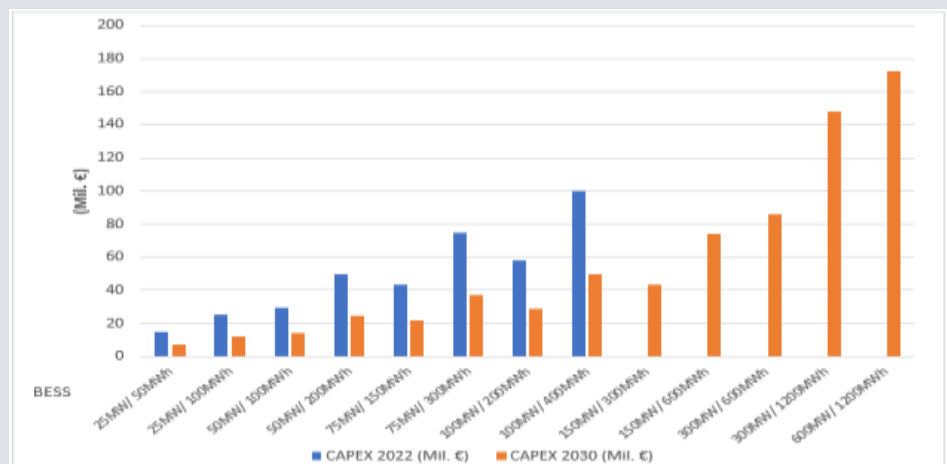
BESS

- Roundtrip efficiency: 90%
- Maximum allowed DoD 85%
- CAPEX – average expected prices (2022, 2030)
- Investment lifetime 10 years (no residual value)
- WACC 7%
- OPEX 0.5% of CAPEX

Electricity demand: Time series projections (IPTO)

Scenario	Reference		Higher Demand	
	2022	2030	2022	2030
MAX load [MW]	667	733	728	827
Total [GWh]	3105.683	3410.646	3386.547	3847.526

- Power deficit is not Allowed
- Generation Costs: Projections for the costs of operation, i.e. variable costs and startup/shutdown costs for each unit expected to be operational in the reference years (IPTO)
- Electricity prices in mainland Greece: Time series projections (IPTO)
- Available Capacity of interconnectors (under disconnection event)
- Grid Constraints (affecting generation schedule)



BESS Integration in 2022 – Results BaU22

BAU22 Scenario: Reduction of oil use in Crete

- 100MW/400MWh : -5.6% power generation from oil units
- 100MW/400MWh: -73.2% of thermal units start ups
- 50MW/200MWh: €12.07 mil. after depreciation

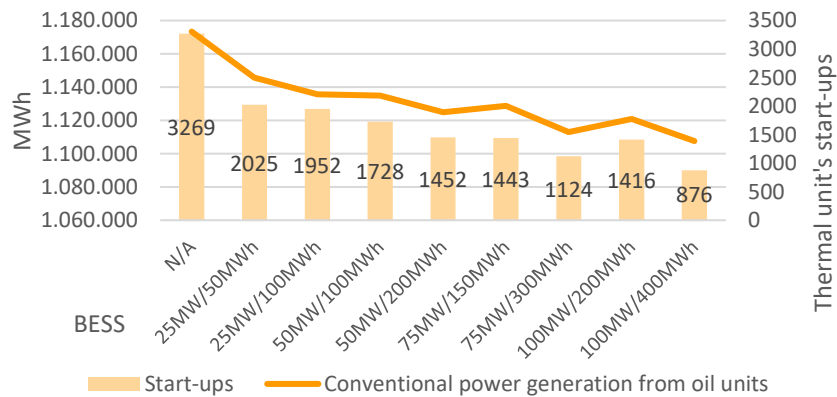


Figure 5 Power generation from conventional oil units in Crete for BAU22 scenario after the integration of various BESS.

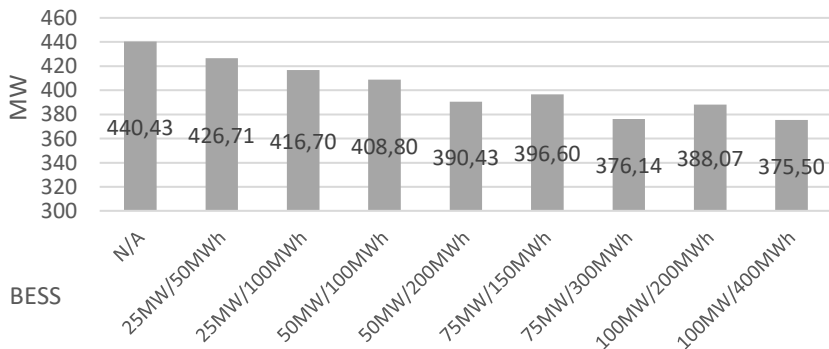


Figure 4 Annual maximum hourly average load demand covered by conventional oil units in Crete for BAU22 scenario after the integration of various BESS.

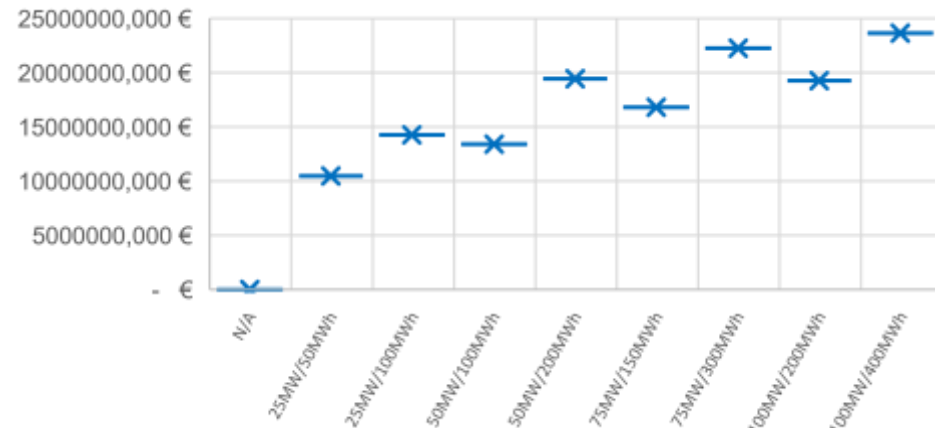


Figure 2 Economic benefit for the integration of various BESS in the system of Crete under BAU22 Scenario

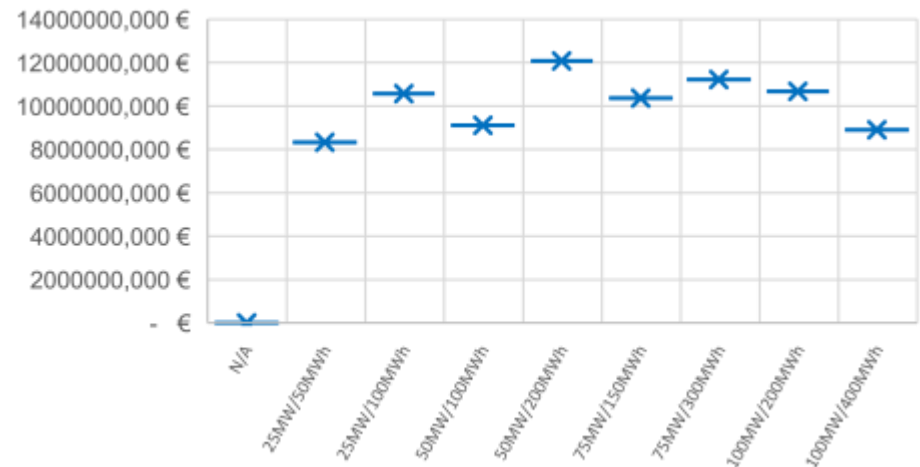


Figure 3 Economic benefit after depreciation for the integration of various BESS in the system of Crete under BAU22 scenario

BESS Integration in 2022 – Results BaU22 II

- Increase of electricity imports of Crete (2.74% - 7.13%, or 30.14 GWh – 78.56 GWh) for BESS 25MW/50MWh – 100MW/400MWh

- Increasing electricity exports at capacities ≥ 75 MW



BESS integration in 2022 – Results HD22

HD22 Scenario: Reduction of oil use and generation cost reduction in Crete

- 100MW/400MWh : -12,8% power generation from oil units
- 100MW/400MWh : -74% of thermal units start ups
- 50MW/100MWh : Optimal; €10.07 mil. after depreciation

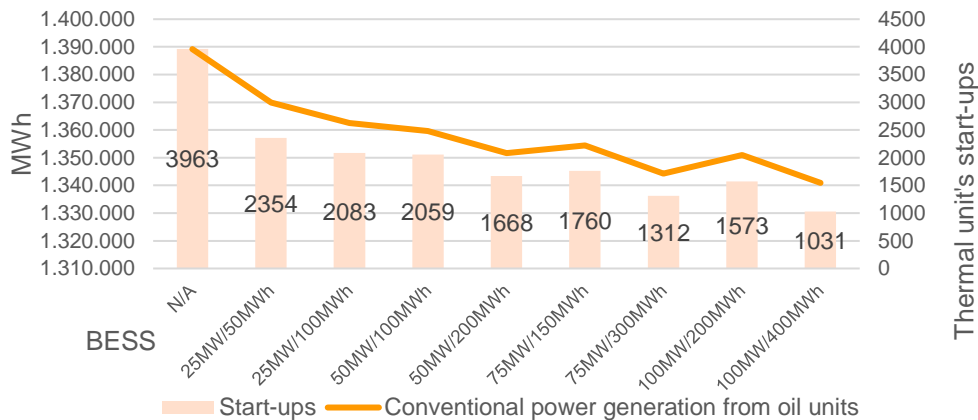


Figure 8 Power generation from conventional oil units in Crete for HD22 scenario after the integration of various BESS.

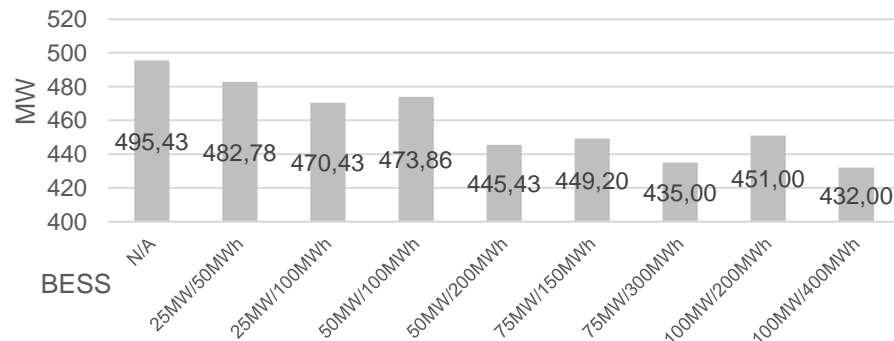


Figure 7 Annual maximum hourly average load demand covered by conventional oil units in Crete for HD22 scenario after the integration of various BESS.

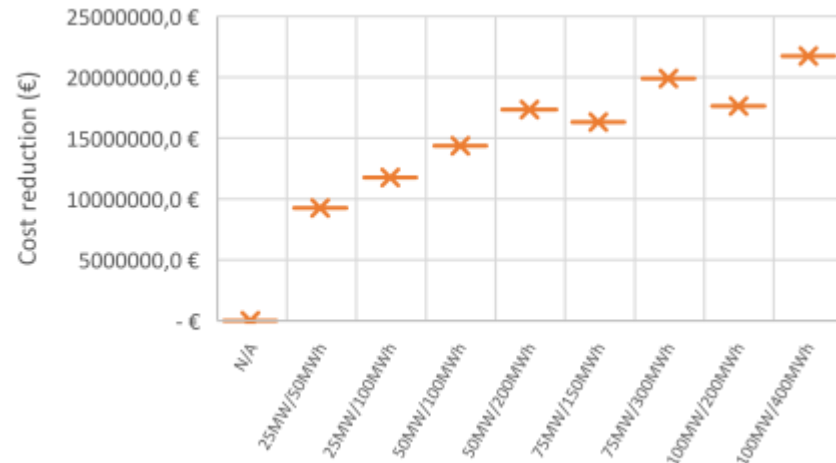


Figure 2 Economic benefit for the integration of various BESS in the system of Crete under BaU22 Scenario

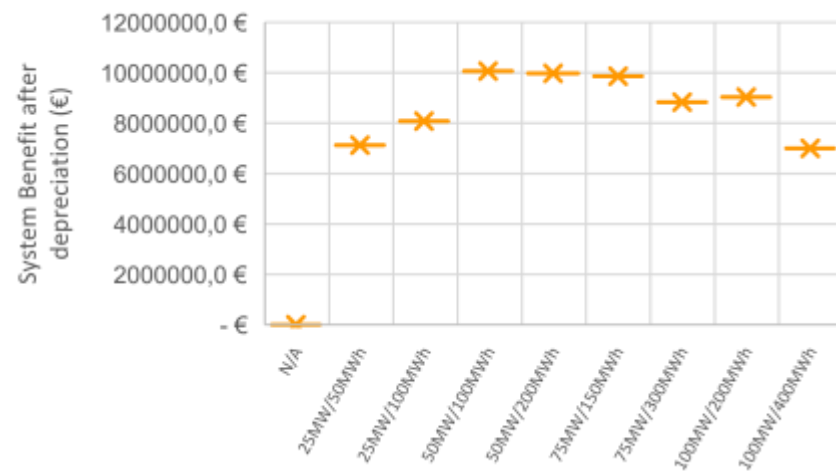


Figure 3 Economic benefit after depreciation for the integration of various BESS in the system of Crete under all examined scenarios

BESS Integration in 2022 – Results HD22 (OUT)

HD22(OUT) Scenario: Reduction of oil use in Crete

- 100MW/400MWh : -9.9% power generation from oil units
- 100MW/400MWh: -74% of thermal units start ups
- 50MW/200MWh : Optimal; €10.86 mil. after depreciation

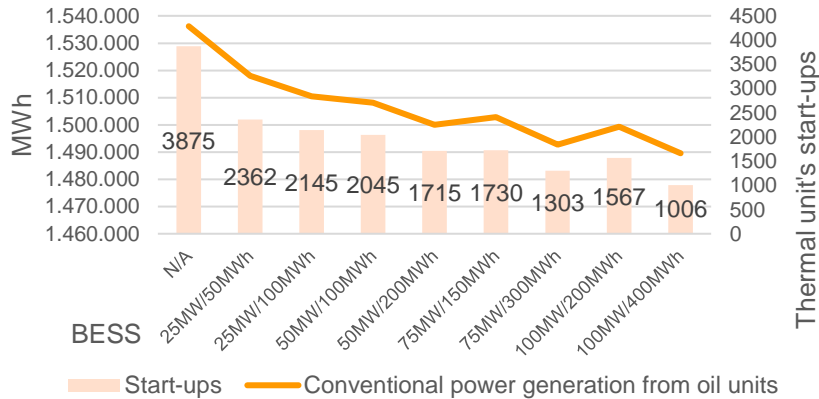


Figure 10 Power generation from conventional oil units in Crete for HD22(OUT) scenario after the integration of various BESS.

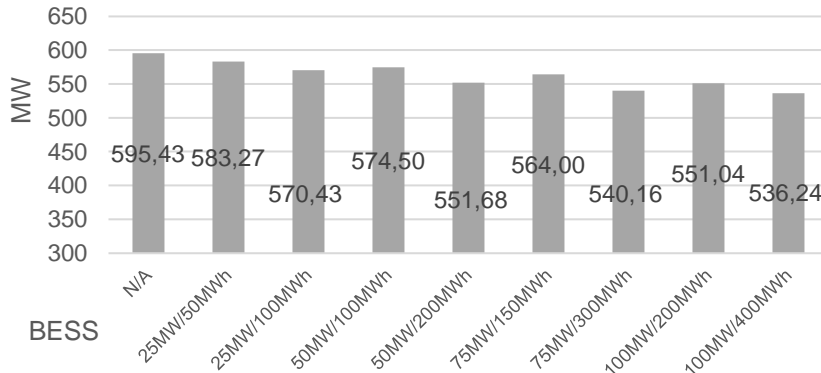


Figure 11 Annual maximum hourly average load demand covered by conventional oil units in Crete for HD22 scenario after the integration of various BESS.

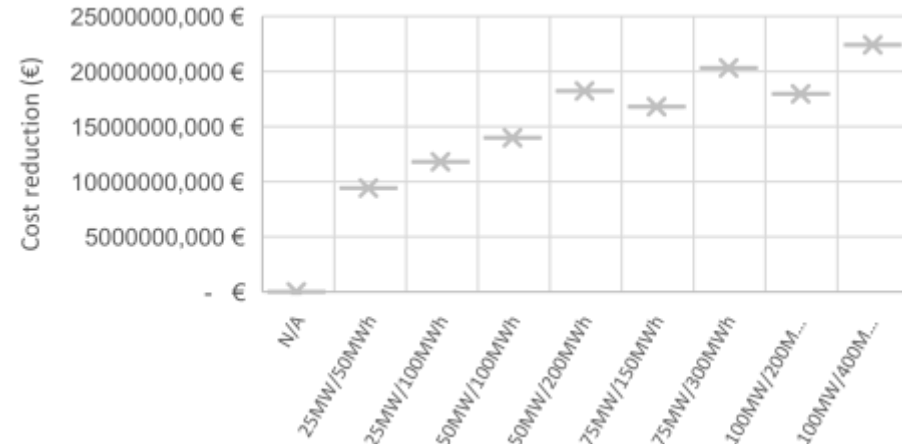


Figure 2 Economic benefit for the integration of various BESS in the system of Crete under all examined scenarios

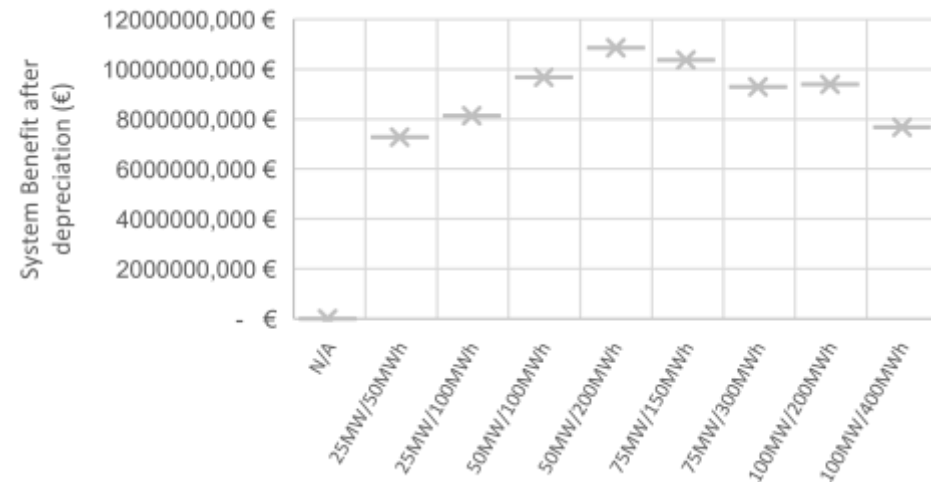
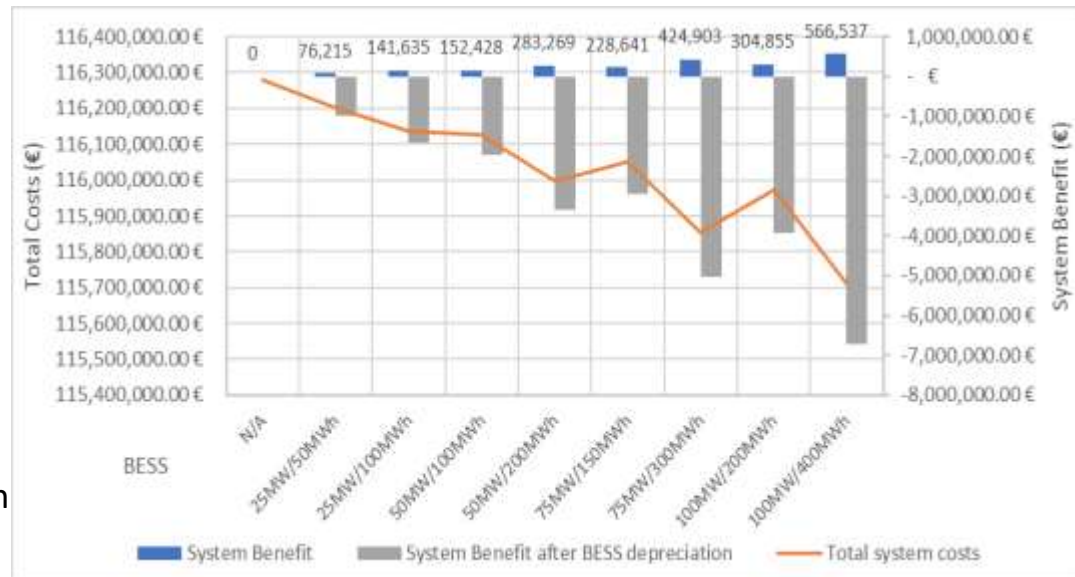


Figure 3 Economic benefit after depreciation for the integration of various BESS in the system of Crete under all examined scenarios

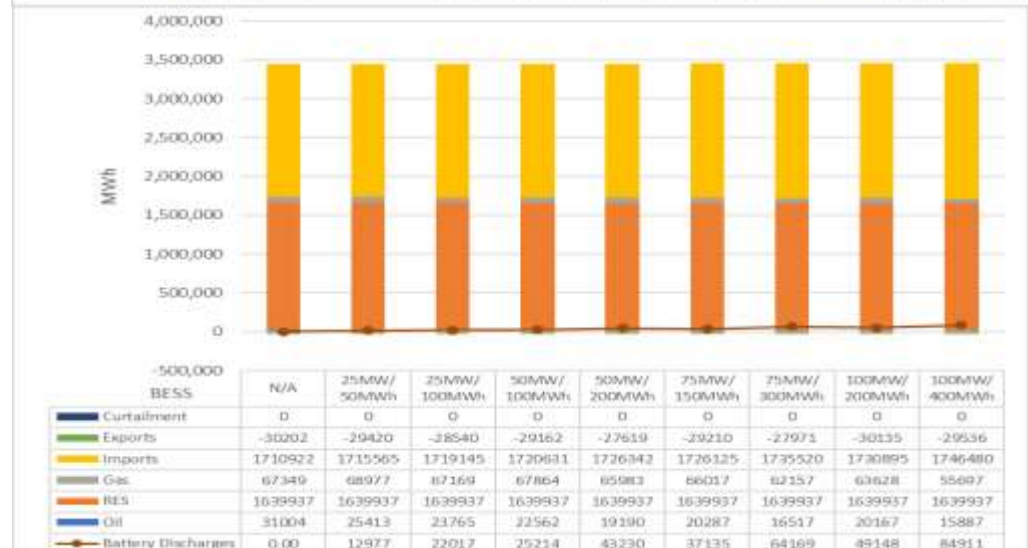
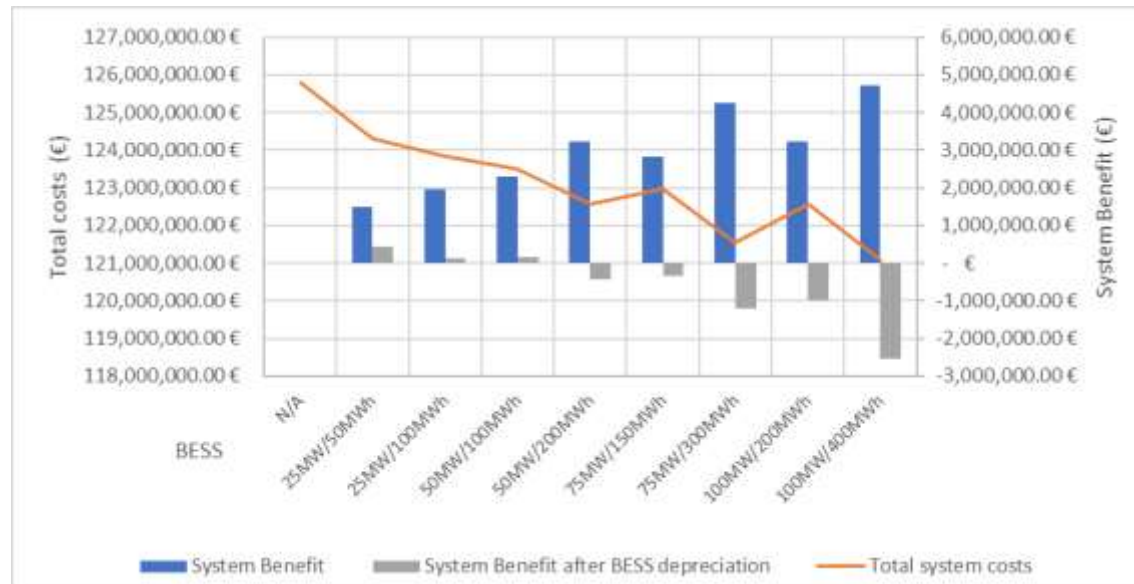
BESS Integration in 2030 – Results BaU30

- 47.54% of the demand in the system of Crete or 1.64 TWh annually is covered by RES
- 52.46% or 1.81 TWh is covered by electricity imports.
- Oil units and gas retrofitted units at Atherinolakkos TPP remain in cold reserve.
- Less use of BESS in comparison to 2022 driven only by arbitrage (price volatility of imported electricity from mainland Greece).
Indicatively BESS annual utilization is lower by:
25MW/50MWh: -59.58% or -15.9 GWh
100MW/400MWh: -29.2% or -30 GWh
- Low system benefit €76,215 - €566,537 for BESS 50 MWh – 400 MWh.
- Negative cashflows after depreciation:
25MW/50MWh: € -0.98 mil.
100MW/400MWh: € -6.7 mil.



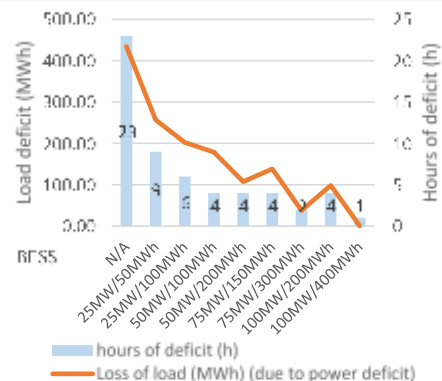
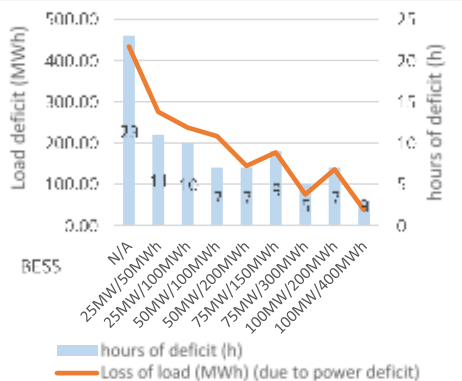
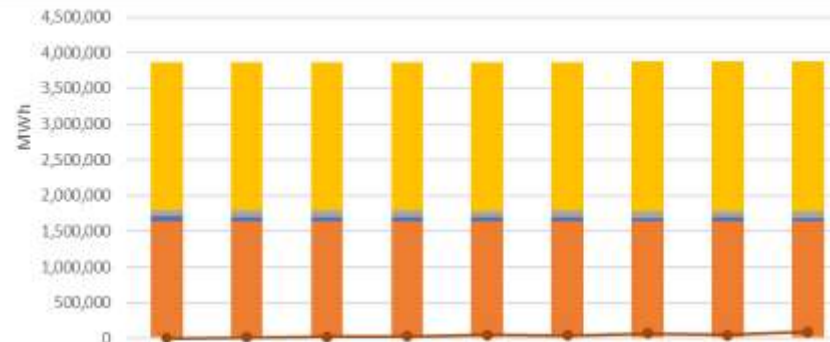
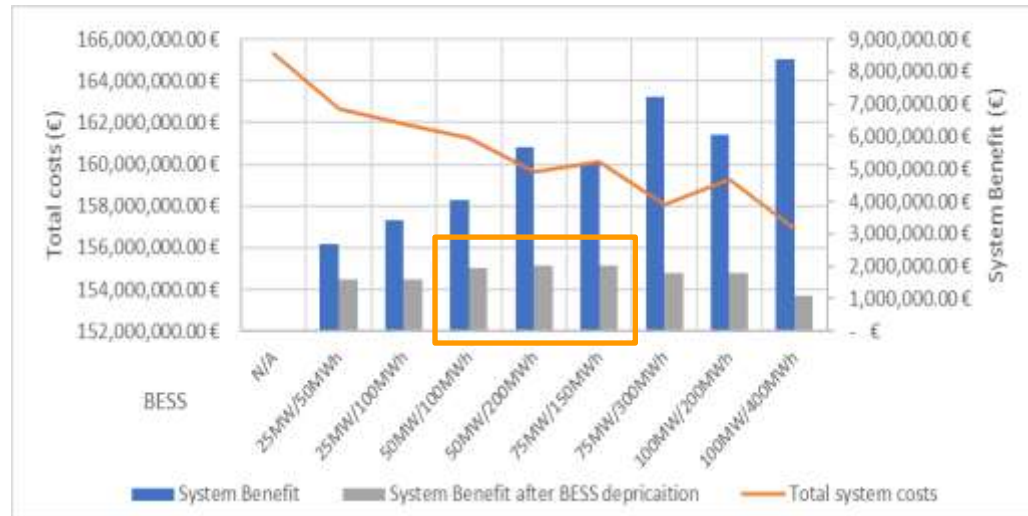
BESS Integration in 2030 – Results BaU30 (OUT)

- temporal load allocation adds system utility value of 1.48-1.53 mil. € for 25MW/50MWh, and 4.73-5.31 mil. €
- BESS ≤ 100MWh are economically viable after depreciation:
 - 25MW/50MWh, €423-€471 thousand per year
 - 25MW/100MWh, €141-€247 thousand per year
 - 50MW/100MWh €171-€294 thousand per year
- BESS ≥ 150 MWh: negative cashflows after depreciation



BESS Integration in 2030 – Results HD30 (OUT)

- HD30: little effect of BESS, marginally similar results with BAU30 scenario
- Economic benefit after depreciation for systems with storage capacities 100 MWh – 200 MWh: 1.8 – €2.6 mil. per year
- Power deficit of 0.43 GWh over 23 hours during the 2-month disconnection period (July-August examined)
 - reduced to 0.11 – 0.18 GWh over a period of 4 - 7 hours for 100 MWh – 200 MWh of BESS integrated capacity
 - Almost completely erased for storage capacities greater than or equal to 400 MWh



BESS	N/A	25MW/50MWh	25MW/100MWh	50MW/100MWh	50MW/200MWh	75MW/150MWh	75MW/300MWh	100MW/200MWh	100MW/400MWh
Curtailment	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exports	-12247	-11788	-11442	-11778	-11078	-12094	-11863	-12637	-12330
Imports	2074873	2081221	2084731	2084433	2089349	2088221	2095468	2091300	2101302
Gas	84848	87396	87175	90272	90891	91685	92589	92455	92506
Oil	69141	61279	58907	56817	52660	53325	48026	51379	45061
RES	1639937	1639937	1639937	1639937	1639937	1639937	1639937	1639937	1639937
Battery Discharges	0	13808	23035	26199	44254	38381	65209	50246	85730

BESS Integration in 2030 – Results HR30 & HDHR30

- ❑ System of Crete - Exporting position
- ❑ RES curtailment without BESS: HR30: 9.17% (623 GWh) HDHR30: 7.82% (532 GWh)
- ❑ HR30: 100 MWh of RES curtailment for every 1 MWh of capacity integrated (for capacities 100 – 600 MWh)
- ❑ HDHR30: similar results to HR30 scenario
- ❑ Higher capacities – lower effective reduction of RES curtailment
- ❑ Highly volatile RES profile: high BESS capacity requirement for significant reduction of RES curtailment.
- ❑ E.g. 300MW/600MWh can reduce RES curtailment by 9.75% and 10.93% for HR30 and HDHR30 scenarios respectively (60.74 GWh and 58.15 GWh respectively)
- ❑ Economically infeasible.

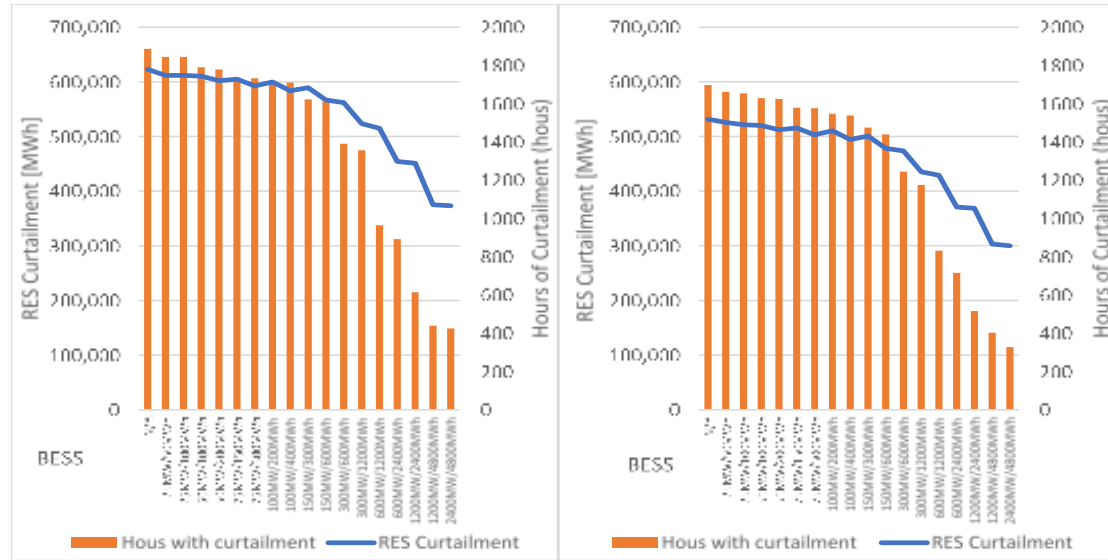
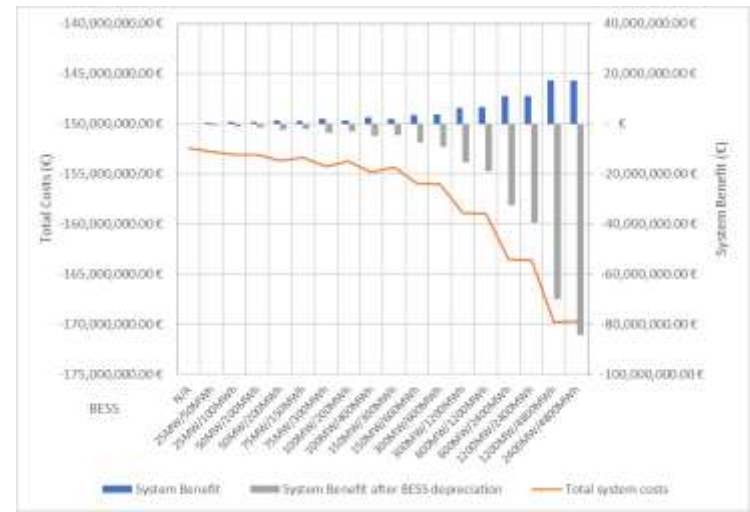


Figure E5 Estimation of curtailment of RES (MWh) and annual accumulated time (hours) of RES's curtailment for scenarios (a) HR30 and (b) HDHR30 for the integration of various BESS in Crete.

Figure 41 Added economic value of the integration of various BESS, under HDHR30 scenario (negative total costs stand for net electricity exports)



Συμπεράσματα Μελέτης IENE για την Κρήτη

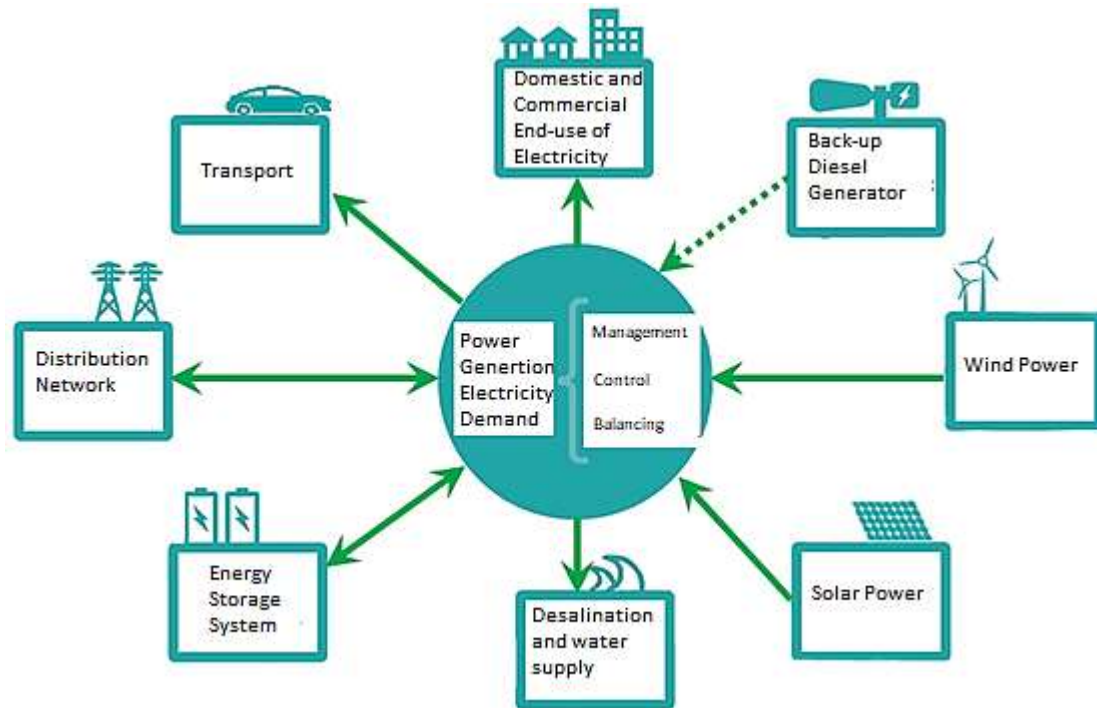
- Η οικονομική σκοπιμότητα του BESS με βάση το προβλεπόμενο CAPEX μπορεί να βρεθεί κυρίως το 2022 όταν οι πετρελαϊκές μονάδες εξακολουθούν να είναι η κύρια πηγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη και επομένως η αντικατάσταση της παραγωγής τους με ΑΠΕ και εισαγόμενη ηλεκτρική ενέργεια αποφέρει υψηλότερα οικονομικά οφέλη.
- Το οικονομικά βέλτιστο BESS έχει προσδιοριστεί ότι είναι ένα BESS με χωρητικότητα 50MW/200MWh, το οποίο μπορεί να προσφέρει οικονομικό όφελος στο σύστημα, δηλαδή μείωση του κόστους του συστήματος μετά την απόσβεση, κατά €12,07 εκατ. και €9,98 εκατ. για τα σενάρια BAU22 και HD22 αντίστοιχα.
- Ένα χαμηλότερο προφίλ ζήτησης αυξάνει την οικονομική σκοπιμότητα του BESS καθώς αυξάνεται η αξία του για την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών (spinning reserves). Η τιμή αυτή προσδιορίζεται ότι κυμαίνεται μεταξύ €1,8-€2,1 εκατ. ανά έτος.
- Η ενσωμάτωση του Central BESSs είναι οικονομικά ανέφικτη λόγω του πολύ υψηλού κόστους επενδυτικού κεφαλαίου το 2030 και του χαμηλού οικονομικού οφέλους από το arbitrage.
- Η οικονομική σκοπιμότητα προκύπτει το 2030 υπό συνθήκες αποσύνδεσης ενός πόλου στη διασύνδεση καλωδίου συνεχούς ρεύματος Αττικής-Κρήτης (2 μήνες) για χωρητικότητες αποθήκευσης BESS που κυμαίνονται από 50 MWh - 100 MWh για το σενάριο BAU και για οποιαδήποτε ολοκληρωμένη χωρητικότητα αποθήκευσης BESS υπό συνθήκες αυξημένης ζήτησης.
- Περικοπή ΑΠΕ συμβαίνει μόνο σε ένα σενάριο υψηλής ενοποίησης ΑΠΕ που περιλαμβάνει συνολική ισχύ ΑΠΕ 2.550 MW στην Κρήτη (περικοπή ΑΠΕ 9,17% και 7,82% ή 622 GWh/έτος και 532 622 GWh/έτος). Σε αυτήν την περίπτωση, υπάρχει χρηστική αξία του BESS, αλλά η ενοποίηση του BESS παραμένει οικονομικά ανέφικτη.
- Τα BESS με υψηλή χωρητικότητα αποθήκευσης απαιτούνται για τη δραστική μείωση της περικοπής υπό συνθήκες υψηλής διεύθυνσης ΑΠΕ.
- Η αξιολόγηση της μείωσης της περικοπής ΑΠΕ θα πρέπει να γίνει με βάση μια κερδοσκοπική μείωση του κόστους του συστήματος με βάση μια εκτίμηση της διαφοράς του LCOE των ΑΠΕ ή της αξίας της συμμετοχής τους στην οργανωμένη αγορά μείον το εκτιμώμενο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που εκτόπισαν (δεν αναλύεται στη μελέτη).

Προτεινόμενο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα ΑΠΕ/Αποθήκευσης για το Καστελλόριζο - Energy Transition of the Island of Kastellorizo



The Design of a New Energy System for the Island of Kastellorizo

- ▣ **High Penetration of available RES in the energy mix:** Solar and Wind power
- ▣ **Uninterrupted electricity supply for all consumers:** Domestic and Commercial Consumption
- ▣ **Uninterrupted water supply:** uninterrupted coverage of electricity demand for desalination facilities (flexibility through demand response)
- ▣ **Electric Mobility:** coverage of EV charging demand
- ▣ **Improvement of Energy Efficiency:** Utilization of non-electric RES (solar thermal) applications, more energy efficient end-use devices, more efficient lamps for lighting of public spaces.
- ▣ **Use of Energy Storage system:** to achieve high RES penetration while ensuring security of supply. Lithium-ion battery storage systems were the primary focus due to their continuously decreasing cost, fast response (immediate high power supply) and sufficient storage capacity.



The New Energy System for the Island of Kastellorizo

Proposed RES Power Generating Units

- (a) Wind turbines (WT): 750 kW (3x 250kW)
- (b) Photovoltaic Stations (PV): 2,300 kWp (monocrystalline PV)
- (c) Back up diesel generators 1,000 kW (2 X 500 kW/600KVA)
- (d) Li-ion Battery Energy Storage Systems 2 X 2.000 kWh/1.000 kW (C-rate 0.5)

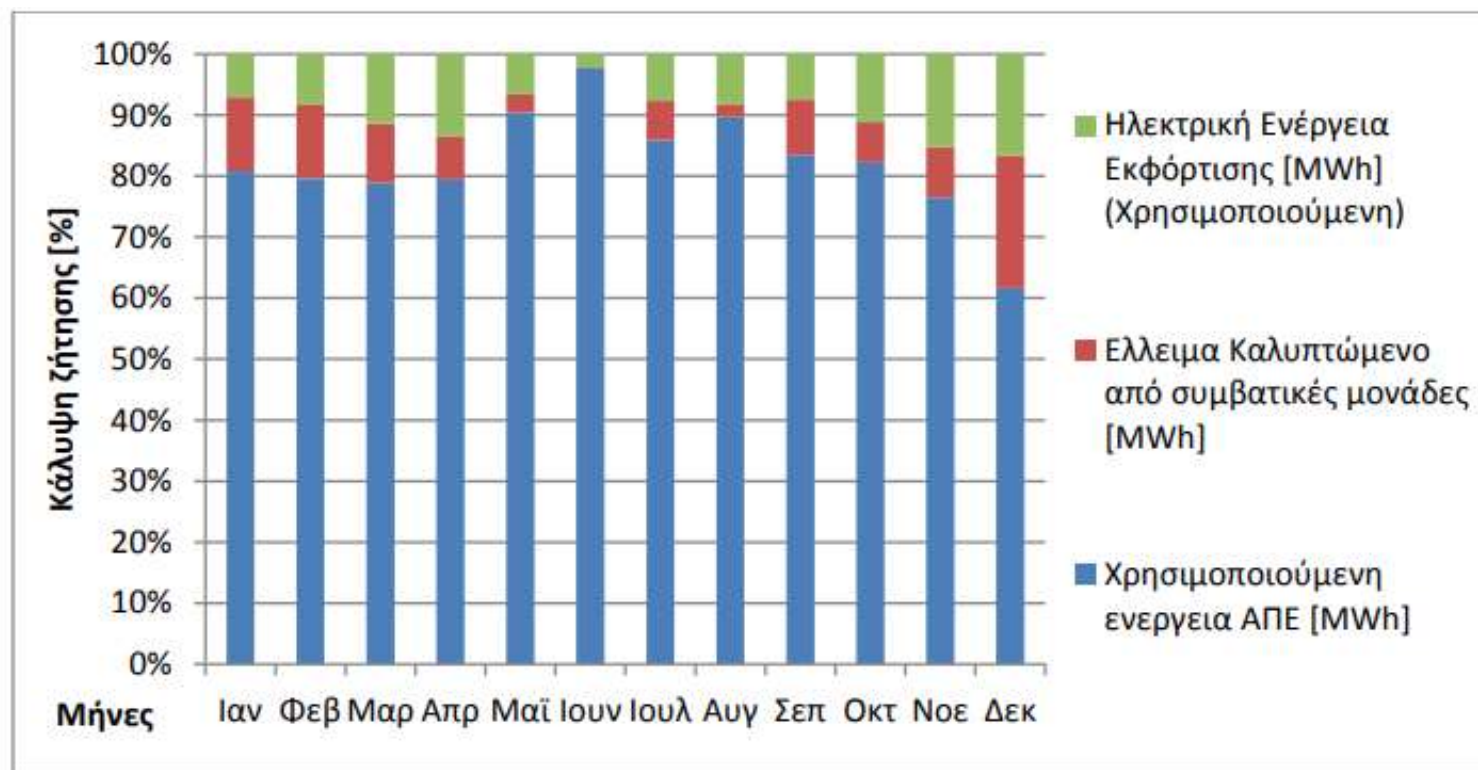
Annual Electricity Demand and Power Generation of the Proposed System

- 4.722,3 MWh for 2025 (higher demand during the period June - October)
- Annual Windpower Generation: 4.165 MWh
- Annual Solar Power Generation: 3.882 MWh
- Energy from RES utilized to cover the demand : 3.974,95 MWh
- Electricity discharged from battery system : 433,49 MWh
- Energy Curtailment of the RES system: 3.638 MWh (including battery charge/discharge losses)
- Back-Up Diesel Generator: 312,9 MWh

RES Penetration

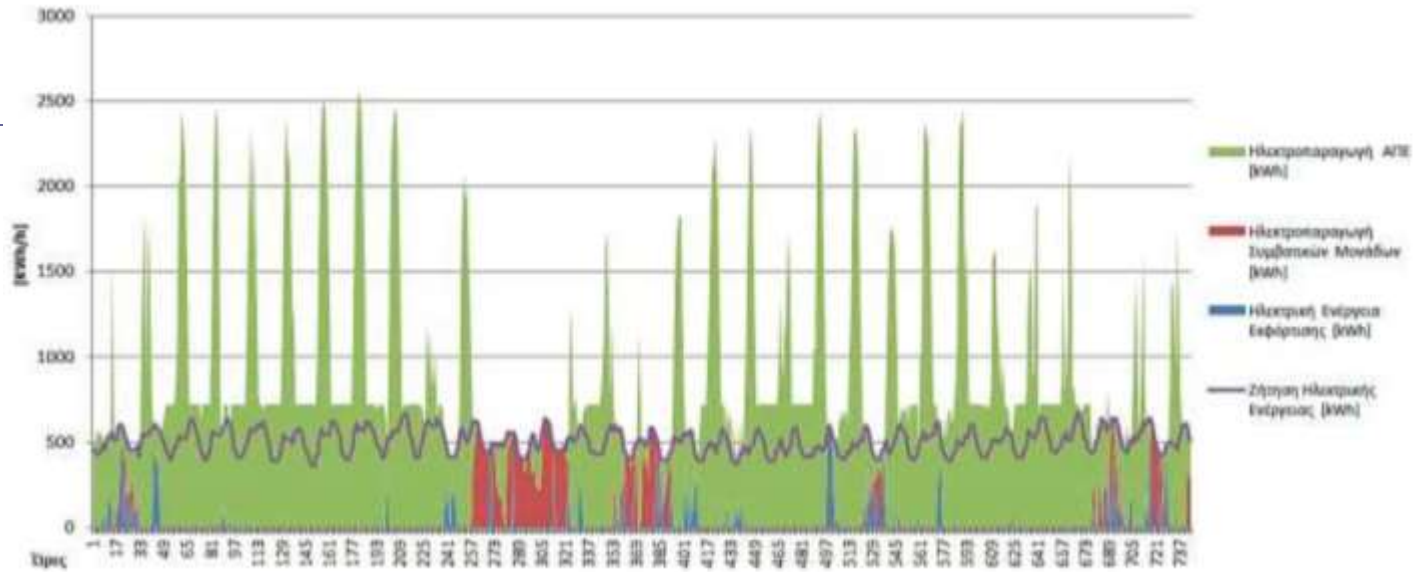
- **93.37%** annually, with energy storage and DSM techniques for electricity demand for water desalination

Κάλυψη Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας [%] από τους Πόρους του Ολοκληρωμένου Συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας

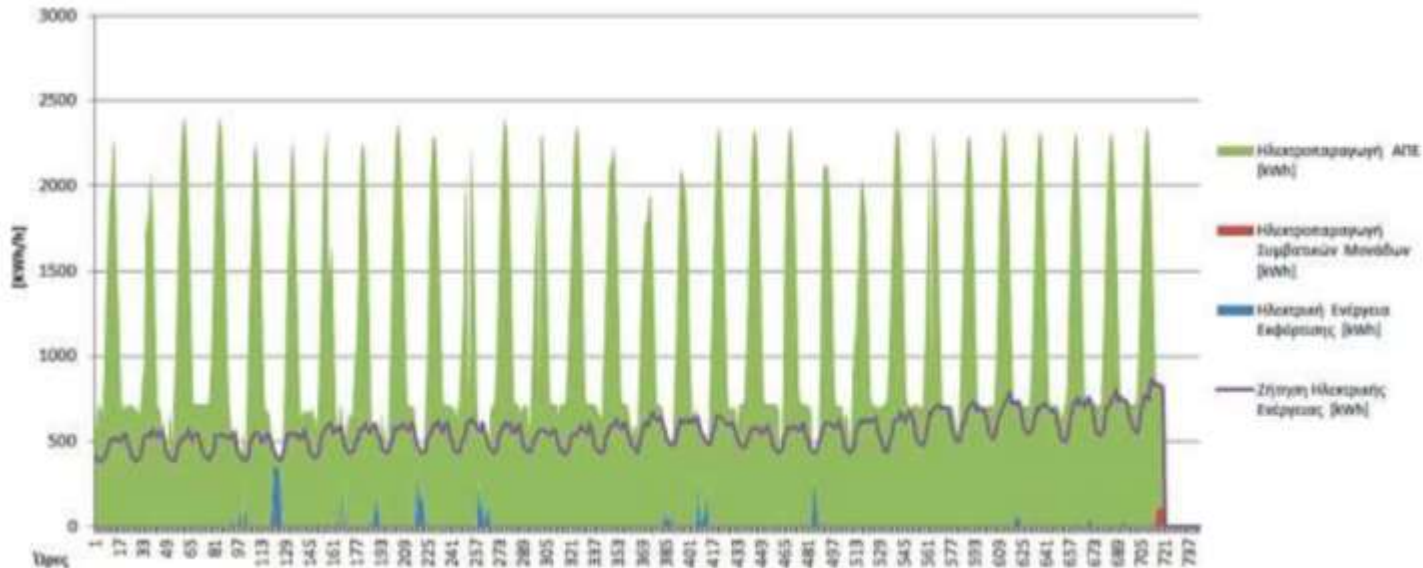


Πηγή: Μελέτη ΙΕΝΕ «Η Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελλόριζου», Μελέτη (Μ45), Ιούνιος 2019

Ιανουάριος



Ιούνιος



Conclusions of IENE Study for Kastellorizo

- The problem of high electricity costs and high greenhouse gas emissions of electricity supply in Kastellorizo Island can be addressed.
- This solution is characterized by high CAPEX (5.5m) but also by **very low running costs, stable generation costs over a long period of time and higher security of energy supply.**
- High installed capacity of RES (3.05 MW) for the island's proposed system compared to the current diesel power plant (1.45 MW). Li-ion Battery Energy Storage deals with the problem of intermittent generation from RES by utilizing excess RES generation covering timely for low RES performance and therefore increases penetration of RES (93.37%). The high solar potential and the steady moderate wind profile indicated PV and Wind Turbines as the main generating units of the island.
- Energy Storage **mainly exploits the excess solar power generation of the day during the night hours**, a phenomenon that is mainly enhanced in the summer months, in which wind turbines in their rated output cannot meet the increased night demand, while it also contributes covering electricity demand during short periods of low wind and cloudiness.
- Regarding the adaptations of the **legal framework** for NII energy systems, these should include specific studies for each island separately, focusing on security of supply, oil dependence, high RES penetration (70% - 90%) and thereby drastically reducing greenhouse gas emissions.

Γενικά Συμπεράσματα (I)

- ❑ Οι φιλόδοξοι στόχοι διείσδυσης των ΑΠΕ στον ηλεκτρισμό με το πολύ χαμηλό κόστος παραγωγής δεν μπορούν να επιτευχθούν χωρίς την μεγάλη αποθήκευση, που θα επιταχύνει και την ενεργειακή μετάβαση.
- ❑ Στη μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ συμβάλλουν οι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, οι διεθνείς διασυνδέσεις και η ενσωμάτωση των ΑΠΕ στη λειτουργία και διαχείριση του δικτύου, αξιοποιώντας τις σύγχρονες τεχνολογίες τους.
- ❑ Με την είσοδο της αποθήκευσης αυξάνεται η ευελιξία και σταθερότητα του συστήματος με περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ προς το 100%, με καινοτόμες τεχνολογίες και λογισμικό για αποδοτική διαχείριση. Η αντλησιοταμίευση αποτελεί μια δοκιμασμένη εφαρμογή που προσφέρεται από το φυσικό ανάγλυφο της χώρας. Εκτός από την αποθήκευση με μεγάλες μονάδες, μπορεί να παρέχει και επικουρικές υπηρεσίες στο δίκτυο, όπως ρύθμιση τάσεως/στρεφόμενος πυκνωτής, στρεφόμενη εφεδρεία, αλλά και σημαντική ροπή αδρανείας με τη μεγάλη στρεφόμενη μάζα που ενισχύει την ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος.
- ❑ Η ηλεκτροχημική αποθήκευση με τεχνολογίες ιόντων λιθίου προσφέρεται πλέον στο ηλεκτρικό σύστημα με διεσπαρμένες μονάδες (μαζί με φωτοβολταϊκά) και με μεγάλες κεντρικές μονάδες ικανής χωρητικότητας για την διαχείριση της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ και πολύτιμες επικουρικές υπηρεσίες. Οι έρευνες συνεχίζονται, κυρίως στη χημεία των μπαταριών, και τα επόμενα χρόνια αναμένονται καλύτερες αποδόσεις και χαμηλότερο κόστος.
- ❑ Βασικές προϋποθέσεις για μονάδες αποθήκευσης στο δίκτυο είναι: (α) διαθέσιμη ενέργεια των ΑΠΕ και χαμηλή τιμή (ή πλεονάζουσα μηδενικού κόστους), και (β) αποδεκτό κόστος αποθήκευσης. Διαθέσιμη (ή πλεονάζουσα) ενέργεια δεν υπάρχει ακόμη, οπότε διεισδύουν οι ΑΠΕ χωρίς την πρόωρη είσοδο της αποθήκευσης.

Γενικά Συμπεράσματα (II)

- Προτεραιότητα στην αποθήκευση και διείσδυση των ΑΠΕ πρέπει να δοθεί σε εφαρμογές που ήδη είναι αναγκαίες και αποδοτικές, με θεσμική και οικονομική υποστήριξη, όπως:
 - Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά με το υψηλό κόστος παραγωγής με πετρέλαιο και τις ΥΚΩ προσφέρονται πολύ ευνοϊκά για μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ με την δέουσα αποθήκευση και σύγχρονες τεχνολογίες λειτουργίας και διαχείρισης του όλου συστήματος.
 - Τα διασυνδεόμενα νησιά με το εθνικό σύστημα πρέπει να θωρακισθούν έναντι black-out από τυχόν βλάβες στην διασύνδεση, παράγοντας την δική τους ενέργεια. Εδώ προσφέρονται οι μονάδες αποθήκευσης και οι ΑΠΕ με σύγχρονα συστήματα ελέγχου και λειτουργίας εισάγοντας τις ιδέες και τεχνικές των Microgrids.
 - Εφαρμογές με διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής (πχ φωτοβολταϊκά στις στέγες) και αποθήκευσης από καταναλωτές και συνεταιρισμούς προσφέρονται πολύ ευνοϊκά για ιδιοκατανάλωση σε οικιακές, εμπορικές ή βιομηχανικές χρήσεις, με πολλαπλά οφέλη και χρειάζονται υποστήριξη. Ο ρόλος του καταναλωτή είναι σημαντικός για την ενεργειακή μετάβαση χάρις στις σύγχρονες τεχνολογίες. Έτσι, μπορεί να αναπτύσσει δράσεις για ενεργειακή αποδοτικότητα, ηλεκτροκίνηση, συνεργασία με τον διαχειριστή του δικτύου με αμφίδρομη επικοινωνία για βέλτιστη λειτουργία του δικτύου και αμοιβαία οφέλη, καθώς και για αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας.
- Οι τεχνολογίες αποθήκευσης για τις ΑΠΕ προσφέρονται για διάρκεια εκφόρτισης ωρών, αλλά μελλοντικά, το υδρογόνο μπορεί να δώσει λύσεις σε αποθήκευση μεγαλύτερης διάρκειας (διεποχιακή) προς 100% ΑΠΕ. Με την όλο και μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ και της αποθήκευσης επεκτείνονται τα δίκτυα και οι υποσταθμοί, οπότε απαιτείται παράλληλα και η είσοδος καινοτόμων τεχνολογιών και εργαλείων για την βέλτιστη λειτουργία και διαχείριση του συστήματος, παρέχοντας αδιάλειπτα καθαρή ηλεκτρική ενέργεια και με προσιτές τιμές με περαιτέρω διείσδυση.
- Οι υψηλοί στόχοι για την μείωση των εκπομπών CO₂ και η ευρεία χρήση των ΑΠΕ ωθούν την τεχνολογία προς τις πλέον εφικτές και αποδοτικές λύσεις. Αυτό οδηγεί σε μεγάλες επενδύσεις σε νέες περιοχές εφαρμογών, όπου για την υλοποίησή και υποστήριξή τους χρειάζονται εγκαίρως οι μεταρρυθμίσεις και το θεσμικό πλαίσιο για την αγορά, υποστηρίζοντας κατά προτεραιότητα και τις πλέον αποδοτικές εφαρμογές. Το πολύ χαμηλό κόστος παραγωγής των ΑΠΕ θα επιταχύνει την είσοδο της αποθήκευσης στα δίκτυα, αλλά προς τούτο χρειάζεται και ένα ευέλικτο θεσμικό πλαίσιο.



INSTITUTE OF ENERGY
FOR SOUTH-EAST EUROPE

Ευχαριστώ για την προσοχή σας!

www.iene.eu
cstambolis@iene.gr