

PIACER

Piattaforma
Progettazione
Gestione

Comunità
Energetiche
Rinnovabili

Quinto Meeting di Progetto



Dimensionamento ottimale di una comunità energetica rinnovabile



UNIVERSITÀ
DI PARMA

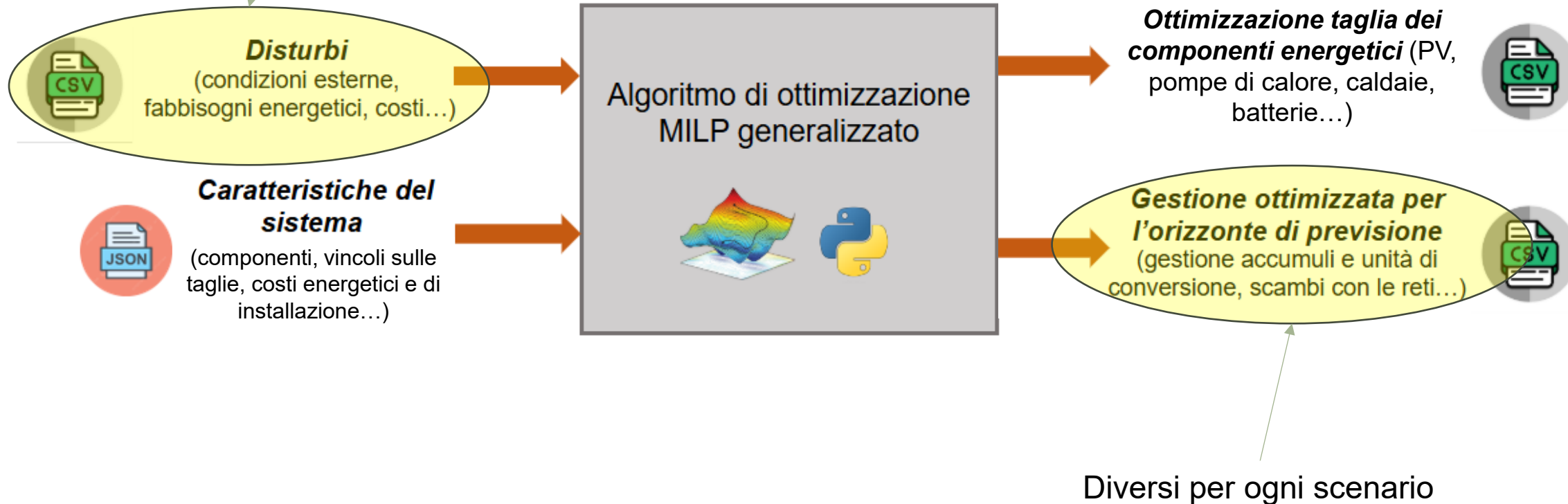
29/06/2026

Costanza Saletti, Mirko Morini, Samuel Sordi,
Luca Schianchi





Diversi per ogni scenario



Conversion units

-  **Optimal size**
-  **Optimal operation**

 Plant modulation

 Plant boundaries

 Op. modes: ON/OFF/standby

 Plant start-up

 Operation ramps

Storages

-  **Optimal capacity**
-  **Optimal operation**

 Storage boundaries

 Charge, discharge,
self-discharge efficiencies

PV

-  **Optimal nominal power**

 Production rate

Energy networks

-  **Optimal energy exchanges**

Energy nodes

-  **Energy balances**

Conversion units

-  **Optimal size**
-  **Optimal operation**

 Plant modulation

 Plant boundaries

 Op. modes: ON/OFF/standby

 Plant start-up

 Operation ramps

Storages

-  **Optimal capacity**
-  **Optimal operation**

 Storage boundaries

 Charge, discharge,
self-discharge efficiencies

PV

-  **Optimal nominal power**

 Production rate

Energy networks

-  **Optimal energy exchanges**

Energy nodes

-  **Energy balances**

Comuni a tutti gli scenari
Dipendenti dagli scenari



**Brownfield
sizing** (existing
system)

$$NPV_u - NPV_{base,u} \geq 0 \quad \forall u$$

$$NPV_u = \sum_{y=1}^{LT} \frac{\sum_{t=1}^{8760} [-OPEX(t)_u + incentives_u(t)]}{(1+i)^y} - CAPEX_u$$

$$NPV_{base,u} = \sum_{y=1}^{LT} \frac{\sum_{t=1}^{8760} -OPEX(t)_u}{(1+i)^y}$$

Riferimento: funzionamento ottimale senza nuovi componenti e senza partecipazione alla CER

$$\otimes f_{obj} = \max \left\{ \sum_u (NPV_u - NPV_{base,u}) \right\}$$



**Brownfield
sizing** (existing
system)

$$NPV_{u,k} - NPV_{base,u,k} \geq 0 \quad \forall u, k$$

$$NPV_{u,k} = \sum_{y=1}^{LT} \frac{\sum_{t=1}^{8760} [-OPEX(t)_{u,k} + incentives_{u,k}(t)]}{(1+i)^y} - CAPEX_u$$

$$NPV_{base,u,k} = \sum_{y=1}^{LT} \frac{\sum_{t=1}^{8760} -OPEX(t)_{u,k}}{(1+i)^y}$$

Riferimento: funzionamento
ottimale senza nuovi componenti
e senza partecipazione alla CER

Dipende dal k-esimo scenario

$$\odot f_{obj} = \max \left\{ \sum_k w_k \sum_u (NPV_{u,k} - NPV_{base,u,k}) \right\}$$

Media pesata sugli scenari



**Brownfield
sizing** (existing
system)



**Campus Università di
Parma**



**IMEM-CNR (Istituto dei Materiali
per l'Elettronica ed il Magnetismo)**

Fase di **raccolta dati** del caso studio:

- Caratteristiche tecniche delle unità di conversione dell'energia del CAMPUS (da schede tecniche e progetto)

Unit	Normalized input power	Nominal efficiency
B1	0.336	0.983
B2	0.873	0.983
B3	1.04	0.954
B4	1.04	0.954
B5	1.04	0.954

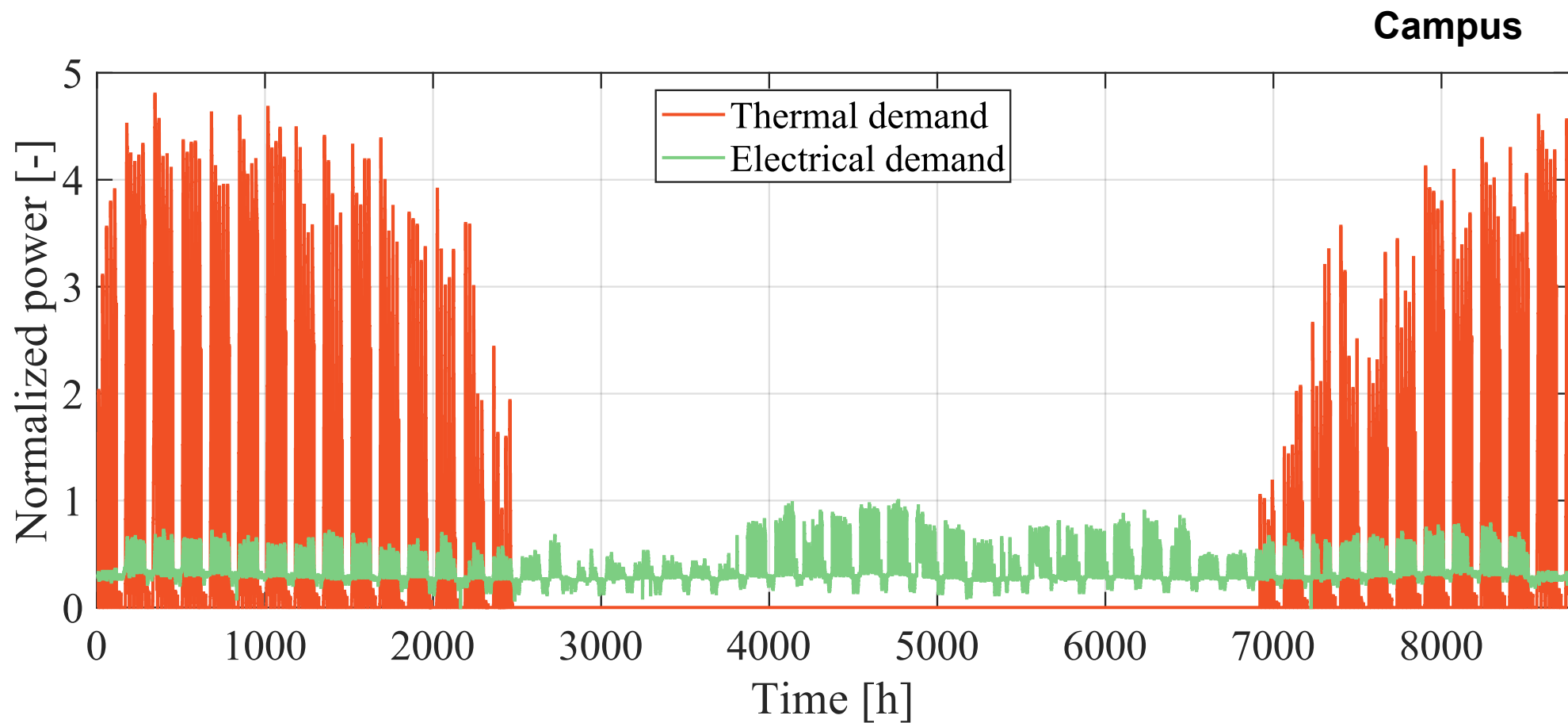
Unit	Normalized input power	Nominal efficiency
HP	0.336	2.91

Unit	Normalized input power	Electrical efficiency	Thermal efficiency
CHP	1.22	0.422	0.466

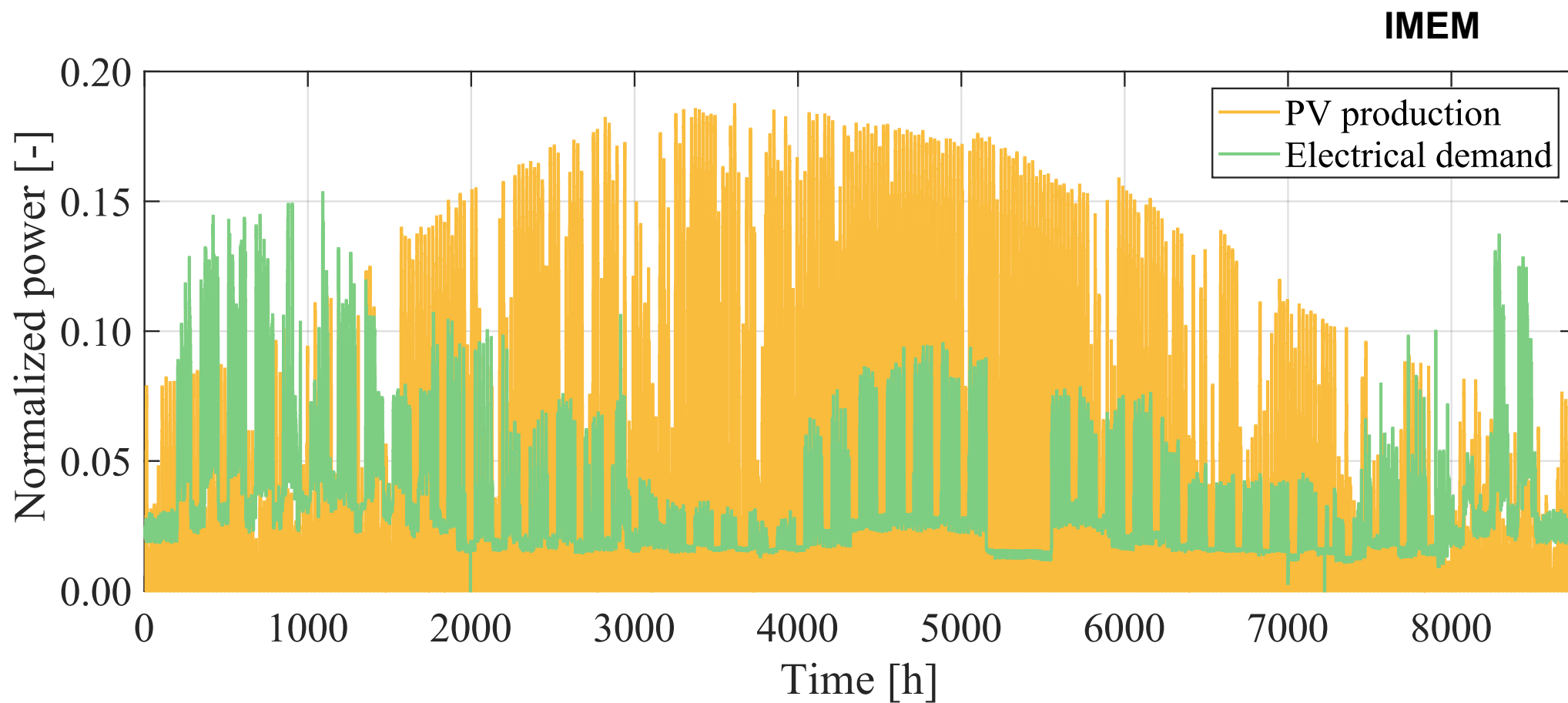
Unit	Normalized peak power	Reference efficiency
PV	0.336	0.16

- Fabbisogni energetici del CAMPUS
 - **Fabbisogno elettrico**: dati storici scaricati dal POD per gli anni 2023-2024
 - **Fabbisogno termico**: ricostruito
- Fabbisogni energetici di IMEM
 - **Fabbisogno elettrico**: dati storici scaricati dal POD
 - **Fabbisogno termico**: considerato nullo, in quanto interamente soddisfatto da una pompa di calore, il cui input elettrico è già incluso nel fabbisogno elettrico complessivo

Fase di **raccolta dati** del caso studio:



Fase di **raccolta dati** del caso studio:



Simulazione con 3 scenari di prezzo elettricità (più o meno 20 % rispetto al caso base)
Comparazione rispetto al caso deterministico

-  Forte aumento dello storage → driver principale della robustezza
-  Ruolo della batteria cambia radicalmente → da utilizzo marginale a asset centrale
-  Arbitraggio molto più intenso → energia movimentata ~4× rispetto al deterministico
-  ASHP → arbitraggio elettrico-termico
-  Dipendenza dallo scenario → massimo utilizzo nei casi più volatili
-  riduzione NPV → costo della robustezza

Ipotizzando di allocare l' 80 % dell'incentivo ai membri della CER e il restante 20 % ai gestori della CER.

Categorie di suddivisione degli incentivi:

- Suddivisione in base al numero di utenti

- Suddivisione proporzionale al consumo elettrico

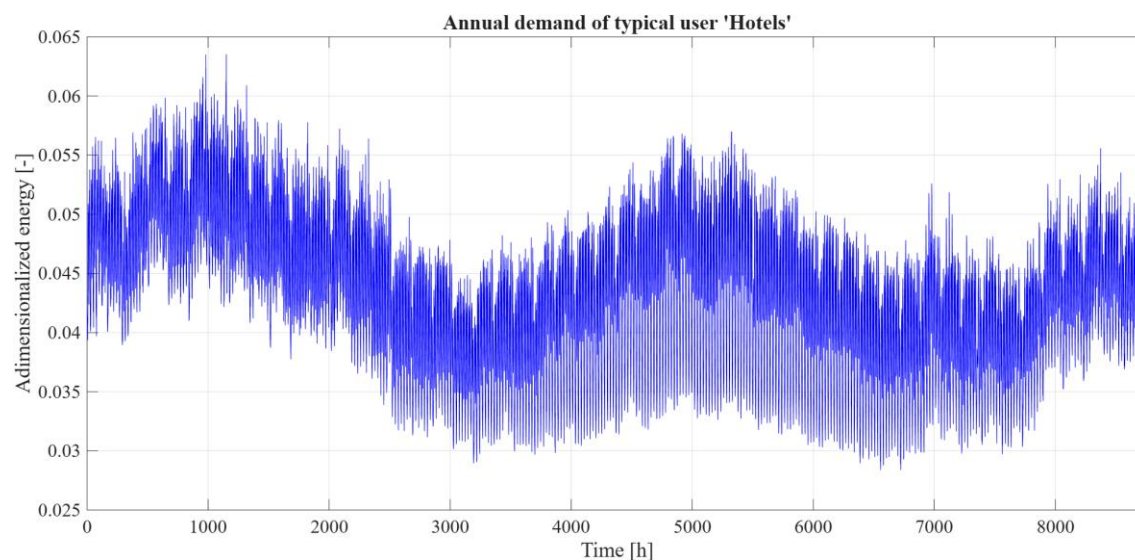
- Suddivisione proporzionale alle taglie del POD e del PV

- Suddivisione proporzionale alla quota di energia condivisa allocata ai membri

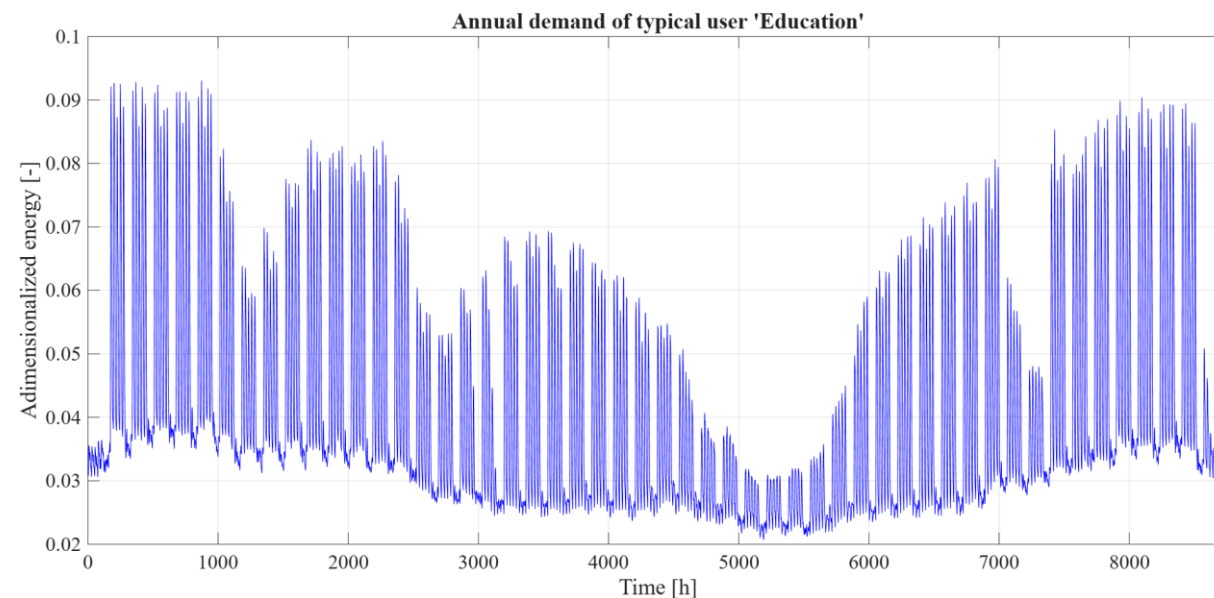
	Campus (prosumer)	IMEM (prosumer)	Supermercato (consumer)	Condominio (consumer)	Totale
ED	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%	80.00%
PC	30.00%	30.00%	10.00%	10.00%	80.00%
PRHC	68.66%	5.81%	5.14%	0.39%	80.00%
PRAN	69.52%	5.98%	4.13%	0.37%	80.00%
PRHCN	70.49%	0.02%	8.81%	0.68%	80.00%
PRANC	71.85%	3.46%	4.30%	0.39%	80.00%
PRIE	35.28%	39.97%	4.41%	0.34%	80.00%
PRPP	54.93%	23.72%	1.19%	0.16%	80.00%
SEAC	35.87%	20.04%	21.58%	2.51%	80.00%
SEACN	52.22%	0.02%	25.22%	2.54%	80.00%

Sottomesso paper al congresso ATI

Hotels



Education



Grazie per l'attenzione