

ANALISI DEL FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA IN CAMPANIA: BILANCI DI PREVISIONE E POTENZIAMENTO DEL PARCO TERMOELETTRICO REGIONALE

*Documento a cura della Commissione Tecnica di cui alla DGR n. 4818/02
Novembre 2003*

1. Introduzione

Le *Linee guida in materia di politica regionale e di sviluppo sostenibile nel settore energetico*, approvate dalla Regione Campania con Deliberazione N. 4818 del 25 ottobre 2002, indicano, tra gli obiettivi prioritari della politica regionale in campo energetico, il pareggio, entro il 2010, tra consumo e produzione di energia elettrica (art. 3, comma f).

Nello stesso documento di programmazione, vengono indicate all'art. 3 delle priorità in merito alle modalità di conseguimento di tale obiettivo:

1. sviluppo di fonti rinnovabili endogene;
2. contenimento della domanda mediante miglioramento dell'efficienza negli usi finali;
3. miglioramento dell'efficienza nella trasformazione dell'energia negli impianti esistenti;
4. miglioramento dell'efficienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;
5. sviluppo della cogenerazione, con particolare riferimento alla realizzazione di impianti di taglia inferiore a 50 MW elettrici;
6. realizzazione di nuovi impianti termoelettrici.

Obiettivo principale del presente documento è la valutazione delle esigenze relative ai nuovi insediamenti termoelettrici. Coerentemente con le indicazioni contenute nelle *Linee guida*, tale valutazione è stata effettuata facendo riferimento a scenari previsionali, nei quali si è tenuto conto dell'effetto potenzialmente indotto sul deficit elettrico regionale al 2010 dagli interventi prioritari di cui ai punti da 1 a 5 del precedente elenco.

Le analisi relative alla domanda ed alla produzione di energia elettrica sono state effettuate considerando l'intero territorio regionale. Successivamente, sono stati definiti ed approfonditi scenari relativi a due macro-aree, ottenute aggregando in un caso i dati relativi alle province di Caserta, Napoli e Salerno (area "costiera") e nell'altro quelli relativi alle province di Avellino e Benevento (area "interna").

Quest'aggregazione nasce da considerazioni di carattere tecnico e geo-morfologico, che verranno illustrate nel seguito.

2. Analisi della domanda

Il punto di partenza è rappresentato dal bilancio regionale per l'energia elettrica relativo all'anno 2000, riportato in Tabella 1, e dai due scenari di crescita tendenziale della domanda ("Alta crescita" e "Bassa crescita") sviluppati da ENEA, Università di Salerno ed Università di Napoli nell'ambito degli *Studi preliminari per l'elaborazione del Piano Energetico Regionale della Campania*, ed i cui risultati sono sintetizzati nelle Tabelle 2a e 2b.

Tabella 1. Bilancio dell'energia elettrica in Campania - anno 2000 (GWh/anno).

FONTE	Area interna (AV + BN)	Area costiera (CE + NA + SA)	REGIONE
Idroel. (fluente, bacino)	12	400	412
Idroel. (pompaggio)		1.468	1.468
Termoel. convenzionale		2.765	2.765
Biomasse*	15	29	44
Eolica e fotov.	332	5	337
TOTALE PRODUZIONE	359	4.667	5.026
CONSUMI	1.863	12.811	14.674
PERDITE	192	1.319	1.511
POMPAGGI		2.005	2.005
TOT. RICHIESTA LORDA (consumi, pompaggi, perdite)	2.055	16.135	18.190
DEFICIT	1.696	11.468	13.164

** Per le biomasse, la ripartizione per provincia è solo indicativa, non essendo disponibili dati ufficiali*

**Tabella 2a. Consumo lordo di energia elettrica in Campania - previsioni anno 2010.
Alta crescita (GWh/anno).**

	Area interna (AV + BN)	Area costiera (CE + NA + SA)	REGIONE
CONSUMI	2.366	16.270	18.636
PERDITE	221	1.517	1.738
POMPAGGI		2.005	2.005
TOT. RICHIESTA LORDA (consumi, pompaggi, perdite)	2.587	19.792	22.379

**Tabella 2b. Consumo lordo di energia elettrica in Campania - previsioni anno 2010.
Bassa crescita (GWh/anno).**

	Area interna (AV + BN)	Area costiera (CE + NA + SA)	REGIONE
CONSUMI	2.236	15.373	17.609
PERDITE	211	1.451	1.662
POMPAGGI		2.005	2.005
TOT. RICHIESTA LORDA (consumi, pompaggi, perdite)	2.447	18.829	21.276

3. Analisi della produzione: contributo degli impianti alimentati da fonti non convenzionali

Relativamente alla produzione di energia elettrica da fonti non convenzionali, sono state assunte le seguenti ipotesi di variazione al 2010 rispetto ai valori dell'anno 2000 (sintetizzate anche in Tabella 3):

- *fonte idroelettrica*: incremento di circa 60 GWh/anno (+15%), da conseguire sia mediante incremento della produzione di impianti esistenti, che mediante sfruttamento di nuove risorse (Campo Lattaro, recupero piccoli salti isolati); il valore indicato corrisponde ad un incremento di potenza installata di oltre 20 MW;
- *biomasse*: incremento di circa 110 GWh/anno (+ 250%), corrispondente ad una potenza di nuova installazione di circa 30 MW complessivi; l'apporto da biogas di discarica non è stato considerato, in quanto al 2010 - 2015 la fonte sarà in via di esaurimento;
- *fonte eolica*: incremento di circa 500 GWh/anno (+ 150%), corrispondente ad una potenza di nuova installazione di circa 300 MW complessivi;
- *solare fotovoltaico*: incremento di circa 15 GWh/anno (+ 300%), corrispondente ad una potenza di nuova installazione di circa 8 MW complessivi;
- *rifiuti*: nuova produzione circa 850 GWh/anno, corrispondente ad una potenza di nuova installazione di circa 180 MW elettrici complessivi, secondo quanto previsto dal Piano Regionale di Smaltimento Rifiuti;
- *cogenerazione distribuita (impianti di taglia inferiore a 50 MW elettrici)*: contributo complessivo di circa 1000 GWh/anno (+ 250 ÷ 300%, stima approssimativa), corrispondente ad una potenza di nuova installazione di circa 200 MW complessivi.

Complessivamente, l'incremento di potenza installata ipotizzato per gli impianti alimentati da fonte rinnovabile supera i 350 MW, cui si aggiungono i 180 MW della termovalorizzazione dei rifiuti ed i 200 MW della cogenerazione distribuita, per un totale di oltre 730 MW.

Questi valori, sommati alle potenze già disponibili, garantirebbero, con ampio margine, il superamento del limite minimo di copertura mediante fonti rinnovabili ed assimilate del fabbisogno elettrico al 2010, fissato dalle Linee guida (art. 3, comma f) al 25% in termini di potenza installata.

In termini di energia erogata, nelle ipotesi precisate, al 2010, il contributo delle sole fonti rinnovabili endogene alla copertura del fabbisogno lordo di energia nella regione, includendo, sia pure impropriamente, tutta l'energia ottenuta dalla termovalorizzazione dei rifiuti, risulterebbe superiore a 2.300 GWh/anno (tra il 10,4 ed il 10,9% del fabbisogno lordo, a seconda dello scenario di crescita considerato), contro i circa 800 GWh del 2000 (4,4% del fabbisogno lordo), con un incremento di quasi il 300%.

Aggiungendo anche il contributo della cogenerazione distribuita, la frazione del fabbisogno lordo coperta mediante fonti non convenzionali, al 2010, salirebbe al 15 - 16%.

Ulteriori incrementi si potrebbero ottenere mediante la cogenerazione in impianti di taglia superiore ai 50 MW.

Le ipotesi appena descritte soddisfano solo in parte gli obiettivi di sviluppo proposti nell'ambito dei citati *Studi preliminari per l'elaborazione del Piano Energetico Regionale della Campania*, che risultano mediamente più ambiziosi: tuttavia, al fine di non sottostimare l'incremento della produzione termoelettrica convenzionale necessario per l'annullamento del deficit elettrico al 2010, si è ritenuto opportuno lavorare in uno scenario prudenziale in merito allo sviluppo delle altre fonti. E' peraltro evidente come queste ipotesi prudenziali non limitino in alcun modo le effettive potenzialità di sviluppo delle fonti non convenzionali, che mantengono comunque assoluta priorità sia nell'ambito della programmazione regionale e nazionale che in quello, più squisitamente tecnico/funzionale, del dispacciamento dell'energia erogata.

Per lo stesso motivo, gli scenari tendenziali relativi alla crescita della domanda non tengono conto del potenziale impatto degli interventi finalizzati alla riduzione dei consumi elettrici finali, e tengono conto solo in parte di quello relativo al miglioramento dell'efficienza delle reti elettriche di trasmissione e distribuzione.

Tabella 3. Produzione di energia elettrica da fonti non convenzionali in Campania - previsioni anno 2010 (GWh/anno).

Fonte	Area interna (AV + BN)	Area costiera (NA + CE + SA)	REGIONE
Idroel. (fluente, bacino)	57	416	473
Idroel. (pompaggio)		1.484	1.484
Cogenerazione < 50 MWe	127	873	1.000
Biomasse	70	80	150
RU		850	850
Fotovoltaica	3	16	19
Eolica	830	4	834
TOTALE PRODUZIONE	1.087	3.723	4.810

** Escluso il biogas di discarica, in via di esaurimento nel periodo 2010- 2015*

4. Analisi della produzione: contributo degli impianti termoelettrici esistenti

Per quanto riguarda il contributo derivante al 2010 dalla produzione di energia elettrica degli impianti termoelettrici più significativi attualmente in esercizio nella regione (Tabella 4), si è ritenuto opportuno ipotizzare quattro diversi scenari di riferimento:

- *ipotesi A*: produzione complessiva di energia elettrica al 2010 inalterata rispetto al valore del 2000: questo scenario potrebbe verificarsi, ad esempio, se gli impianti attuali fossero utilizzati nel 2010 essenzialmente per la copertura dei carichi di punta e/o in funzione di riserva;
- *ipotesi B*: produzione complessiva di energia elettrica al 2010 inalterata rispetto al valore del 2000, ma ottenuta a seguito di ammodernamento ed eventuale *repowering* di una parte del parco termoelettrico attuale (corrispondente a circa 1/3 della potenza installata); quest'ipotesi è equivalente alla precedente ai fini del bilancio regionale, ma non lo è sotto l'aspetto dell'efficienza energetica complessiva e della distribuzione sul territorio della capacità produttiva termoelettrica;
- *ipotesi C*: produzione complessiva di energia elettrica al 2010 più che raddoppiata rispetto al valore del 2000, a seguito di ammodernamento ed eventuale *repowering* dell'intero parco termoelettrico attuale, a parità di potenza installata complessiva;
- *ipotesi D*: produzione complessiva di energia elettrica al 2010 trascurabile, a seguito di dismissione dell'intero parco termoelettrico esistente.

Si ritiene che gli scenari relativi alle ipotesi A e B siano attualmente i più plausibili, mentre quelli corrispondenti alle ipotesi C e D sono indicativi delle situazioni più estreme che si potrebbero presentare sul territorio regionale. Infatti, le esigenze di incremento della capacità termoelettrica da installare risulterebbero, rispettivamente, minime nel caso C e massime nel caso D.

Tabella 4. Potenza netta dei principali impianti termoelettrici in Campania - anno 2000.

Provincia	Comune	Tipologia di impianto	Potenza netta (MW)
CE	Teverola	CICLO COMBINATO CON PRODUZIONE DI CALORE	150
CE	Maddaloni	TURBINE A GAS	350
NA	Pomigliano	CICLO COMBINATO CON PRODUZIONE DI CALORE	97
NA		COMBUSTIONE INTERNA	38
NA	Napoli	CONDENSAZIONE	430
NA	Acerra	CONDENSAZIONE E SPILLAMENTO	65
NA	Giugliano	TURBINE A GAS	350
Totale			1.480

5. Analisi della produzione: contributo degli impianti termoelettrici di nuova installazione

In Tabella 5 sono riportati i valori del deficit elettrico regionale e per provincia corrispondenti ai diversi scenari tendenziali configurati, ovvero:

- alta crescita, ipotesi A, B, C, e D;
- bassa crescita, ipotesi A, B, C, e D.

I valori di deficit sono ovviamente valutati *in assenza di nuovi insediamenti termoelettrici*.

In Tabella 6, gli stessi valori di deficit energetico sono stati trasformati nei corrispondenti deficit di potenza termoelettrica, assumendo un numero di ore annue di effettivo utilizzo della potenza installata pari, in media, a 5500 h/anno.

Tale valore tiene conto:

- dei periodi di arresto per manutenzioni ordinarie e straordinarie;
- dei periodi di arresto e di modulazione del carico durante la giornata;
- della necessità di disporre di riserva calda.

Con riferimento agli scenari corrispondenti alle ipotesi A e B, si osserva che, al 2010, in assenza di nuovi insediamenti termoelettrici:

- il deficit regionale complessivo sarebbe compreso tra 2.500 e 2.700 MW, circa;
- il deficit stimato per l'area "interna" (AV - BN) andrebbe dai 250 ai 270 MW circa;
- per l'area "costiera" (CE - NA - SA), tale valore sarebbe compreso tra 2.200 e 2.400 MW.

L'aggregazione dei territori provinciali in bacini omogenei, previsti nelle Linee guida, deve certamente fare riferimento, tra gli altri, a fattori oggettivi quali:

- la contiguità geografica e l'elevato grado di integrazione fra i tessuti economico-produttivi e sociali dei diversi territori, aspetto particolarmente rilevante per le aree del Casertano e del Napoletano;
- lo sviluppo sul territorio delle infrastrutture di trasporto per l'energia elettrica ed il gas naturale.

Al fine di poter definire degli scenari oggettivi, dai quali trarre ulteriori indicazioni sull'individuazione di possibili bacini di aggregazione del carico, e quindi sull'ubicazione ottimale dei nuovi impianti termoelettrici necessari al riequilibrio regionale tra domanda ed offerta, è stata condotta un'analisi di tipo integrato, considerando contemporaneamente tutti i fattori elencati, sia pure, in alcuni casi, in modo solo qualitativo.

Il metodo adottato è incentrato su elaborazioni quantitative/qualitative geo-referenziate, in grado di fornire sia informazioni puntuali che indicazioni relative alla distribuzione territoriale delle richieste di energia e delle relative infrastrutture di trasporto. I risultati, riportati sotto forma grafica nelle tavole da I a V, sono stati ricavati in base ai dati di deficit energetico relativi all'anno 2010, con riferimento allo scenario "Alta crescita", ipotesi A (v. Tabella 5), disaggregati per Provincia.

In particolare, nelle Tavv. I e II si è rappresentata la distribuzione sul territorio del fabbisogno di energia elettrica da coprire mediante nuovi impianti alimentati da fonti convenzionali, in relazione agli attuali punti di prelievo dalle reti di AAT e AT, individuati in corrispondenza delle Stazioni Elettriche e delle Cabine primarie. Tali punti possono considerarsi, di fatto, come dei baricentri di prelievo, così come risulta maggiormente evidenziato nella Tav. II.

Nelle tavole da III a V viene evidenziata la correlazione spaziale tra la distribuzione della richiesta di energia, da coprire mediante impianti di nuova installazione, e le infrastrutture di trasporto dell'energia, in particolare: reti elettriche di trasmissione e subtrasmissione (sotto diretta gestione del GRTN) e gasdotti.

Tutte queste rappresentazioni contribuiscono ad evidenziare le aree in cui sussistono fattori strategici, logistici e funzionali più o meno favorevoli all'insediamento di nuovi impianti termoelettrici.

In particolare, il confronto tra i dati di fabbisogno elettrico riportati nelle Tabelle 5 e 6 e la dislocazione sul territorio dei gasdotti e delle reti elettriche, con riferimento anche alle Stazioni ed alle cabine primarie di AT, supporta l'ipotesi inizialmente adottata in merito alla suddivisione del territorio regionale in due macro-aree: quella interna, sommariamente identificata con i territori delle province di Avellino e Benevento, e quella costiera, ottenuta dall'aggregazione delle province di Caserta, Napoli e Salerno. E' opportuno precisare che tale definizione non va intesa in senso letterale, ma è solo indicativa e del tutto qualitativa: ad esempio, soprattutto nelle zone di confine, alcune aree appartenenti, dal punto di vista amministrativo, ad una determinata provincia, potrebbero risultare "fisicamente" alimentate da stazioni elettriche situate in una provincia limitrofa, ricadente in una diversa macro-area.

Ad integrazione dei dati forniti in forma tabellare, nelle figure da 1 ad 6 si sono rappresentati, in forma di istogrammi, i risultati relativi ai deficit in termini di energia e potenza, allo scopo di facilitarne la visualizzazione. In queste figure, inoltre, i dati sono disaggregati, per completezza, anche su base provinciale. In Figura 7 è stata evidenziata l'evoluzione temporale, nel periodo di riferimento 2000- 2010, del deficit elettrico regionale, in termini di potenza, in corrispondenza dei diversi scenari utilizzati. Per semplicità, si è ipotizzato che l'incremento della produzione da fonte rinnovabile e assimilata, e quello legato all'eventuale maggiore apporto da centrali termoelettriche esistenti, a seguito di interventi di ammodernamento, siano distribuiti uniformemente lungo l'intervallo temporale considerato.

Nel diagramma di Figura 8, infine, la stessa evoluzione temporale del deficit di potenza è stata diagrammata evidenziando il potenziale impatto derivante dalla realizzazione delle centrali che seguono la procedura autorizzativa preesistente la L. 55/02 (siti di Teverola, 400 MW, Orta di Atella, 780 MW, e Flumeri, 360 MW, con ipotesi di entrata in esercizio intorno al 2005).

Per concludere, è appena il caso di sottolineare che la produzione termoelettrica da impianti di nuova installazione, con rendimenti nominali non inferiori al 55%, comporti un minore consumo di risorse primarie rispetto a quanto richiederebbero le attuali centrali in esercizio, con un'efficienza media, per il parco termoelettrico nazionale, di circa il 40%. A parità di energia prodotta (tra 13.700 e 14.800 GWh/anno, negli scenari A e B), la maggiore efficienza comporta una riduzione nel consumo di fonti fossili pari a $9.300 \div 10.000$ GWh primari, ovvero circa $800.000 \div 860.000$ tep/anno.

**Tabella 5. Deficit di energia elettrica in Campania.
Scenari di tendenza, anno 2010 (GWh/anno).**

Scenario alta crescita

Ipotesi	Area interna (AV + BN)	Area costiera (CE + NA + SA)	Regione
A	1.499	13.304	14.803
B	1.499	13.304	14.803
C	1.499	7.846	9.345
D	1.499	16.069	17.568

Scenario bassa crescita

Ipotesi	Area interna (AV + BN)	Area costiera (CE + NA + SA)	Regione
A	1.359	12.341	13.701
B	1.359	12.341	13.701
C	1.359	6.883	8.243
D	1.359	15.106	16.466

Ipotesi A: produzione termoelettrica attuali centrali inalterata (utilizzo per picchi e riserva)

Ipotesi B: repowering di 1/3 del parco termoelettrico attuale (Area costiera)

Ipotesi C: repowering del 100% del parco termoelettrico attuale

Ipotesi D: produzione termoelettrica attuali centrali trascurabile (dismissione, utilizzo per riserva fredda)

**Tabella 6. Deficit di potenza elettrica in Campania.
Scenari di tendenza, anno 2010 (MW).**

Scenario alta crescita

Ipotesi	Area interna (AV + BN)	Area costiera (CE + NA + SA)	Regione
A	273	2.419	2.692
B	273	2.419	2.692
C	273	1.427	1.699
D	273	2.922	3.194

Scenario bassa crescita

Ipotesi	Area interna (AV + BN)	Area costiera (CE + NA + SA)	Regione
A	247	2.244	2.491
B	247	2.244	2.491
C	247	1.252	1.499
D	247	2.747	2.994

Ipotesi A: produzione termoelettrica attuali centrali inalterata (utilizzo per picchi e riserva)

Ipotesi B: repowering di 1/3 del parco termoelettrico attuale (Area costiera)

Ipotesi C: repowering del 100% del parco termoelettrico attuale

Ipotesi D: produzione termoelettrica attuali centrali trascurabile (dismissione, utilizzo per riserva fredda)

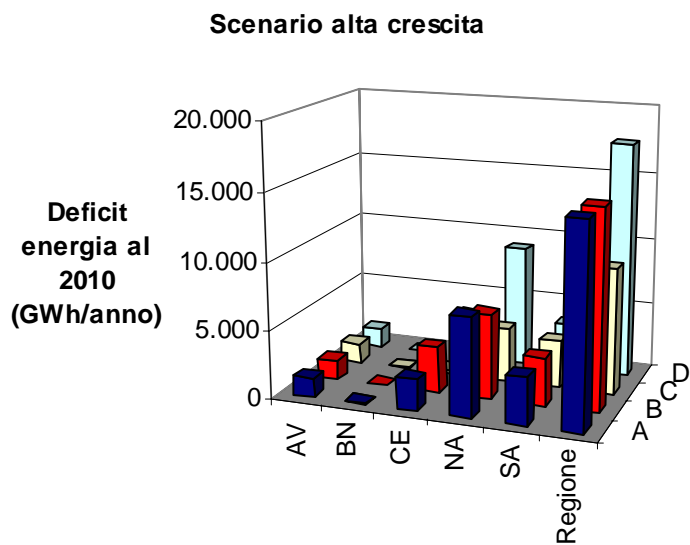


Figura 1. Deficit di energia elettrica in Campania. Scenari tendenziali anno 2010 - alta crescita.

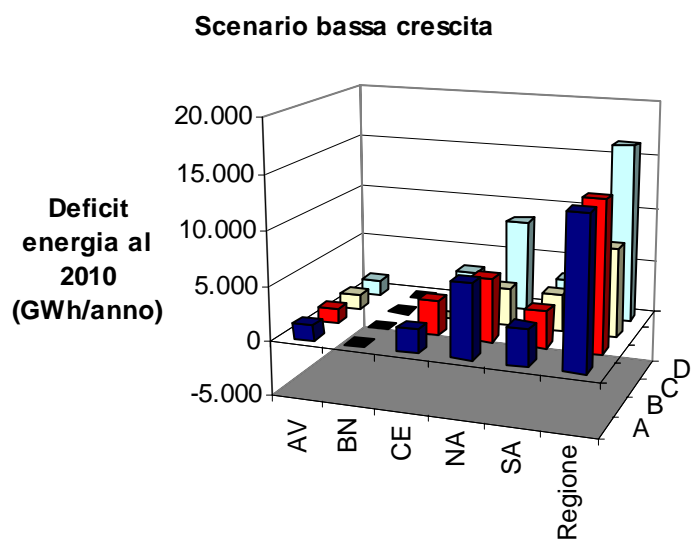


Figura 2. Deficit di energia elettrica in Campania. Scenari tendenziali anno 2010 - bassa crescita.

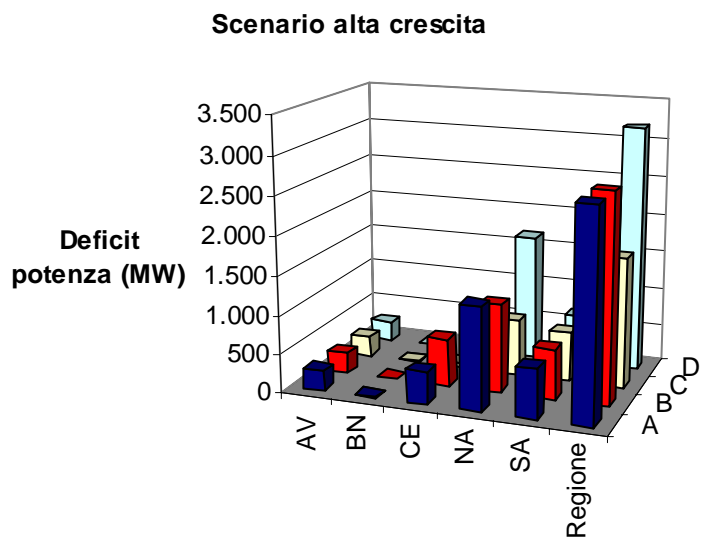


Figura 3. Deficit di potenza elettrica in Campania. Scenari tendenziali anno 2010 - alta crescita.

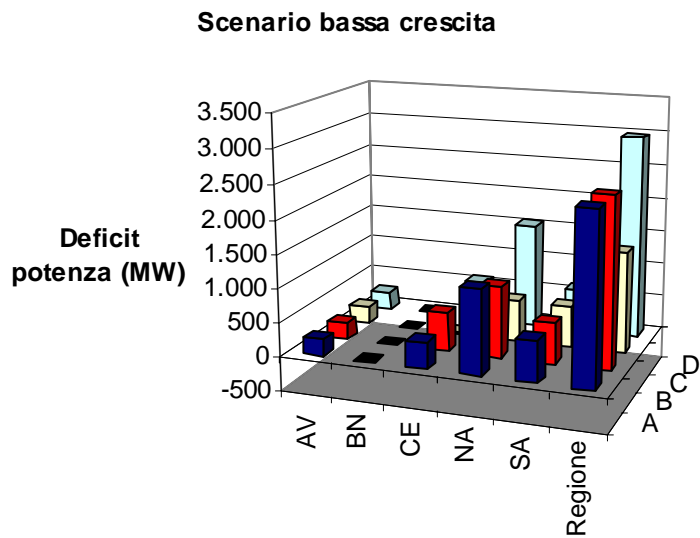


Figura 4. Deficit di potenza elettrica in Campania. Scenari tendenziali anno 2010 - bassa crescita.

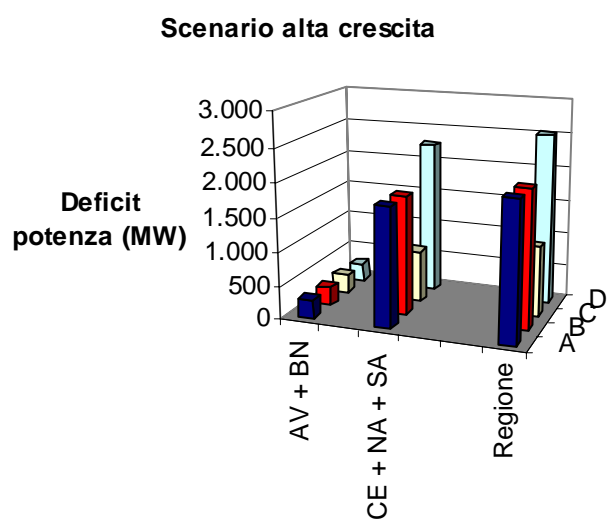


Figura 5. Deficit di potenza elettrica in Campania per macro-aree. Scenari tendenziali anno 2010 - alta crescita.

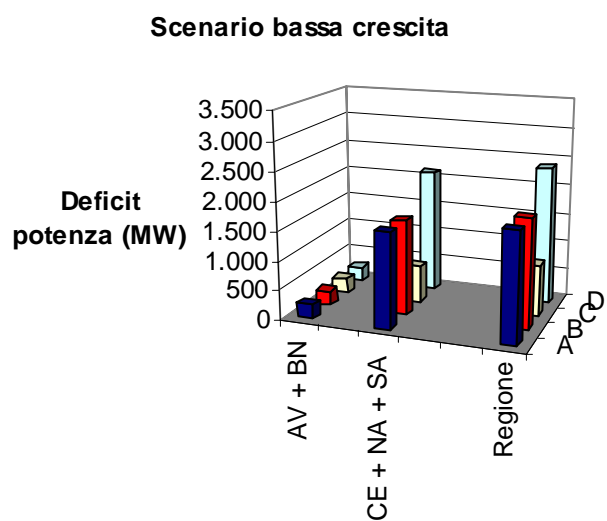


Figura 6. Deficit di potenza elettrica in Campania per macro-aree. Scenari tendenziali anno 2010 - bassa crescita.

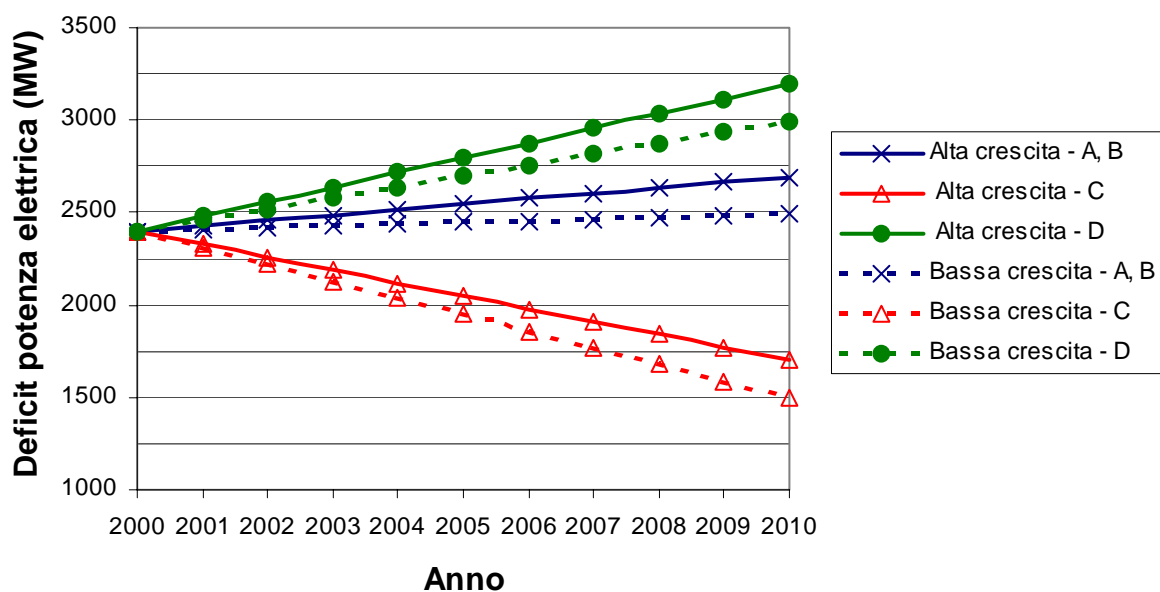


Figura 7. Andamento del deficit di potenza elettrica in Campania. Scenari di tendenza 2000 - 2010.

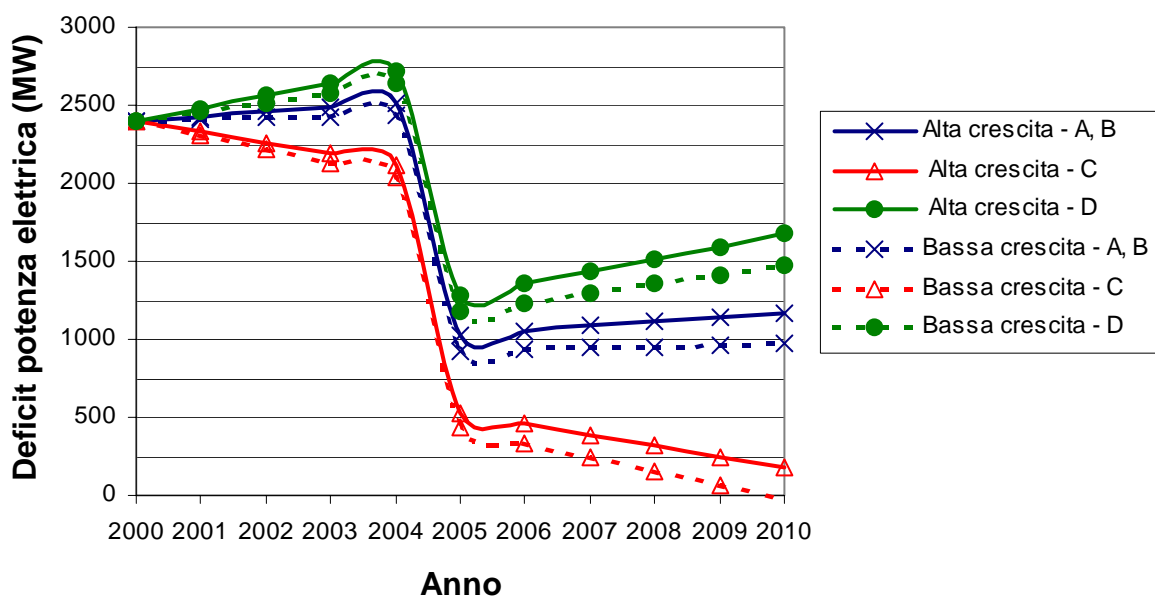
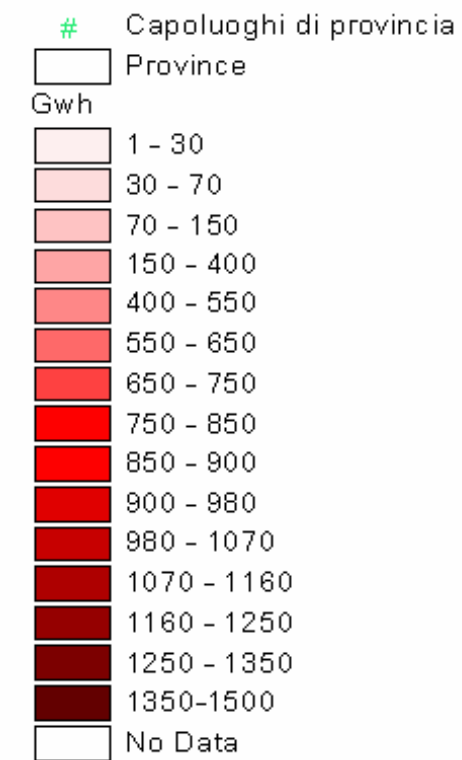
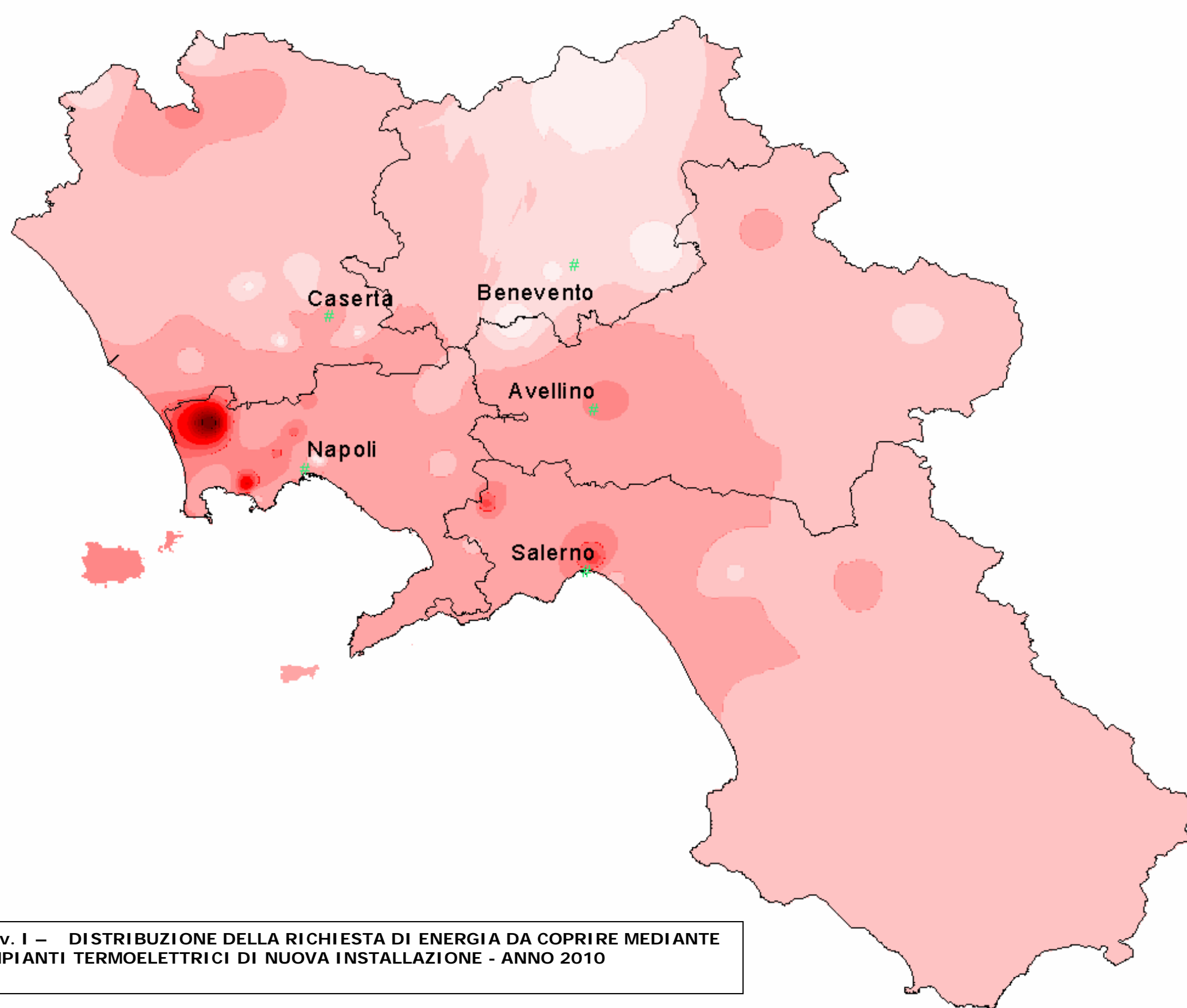
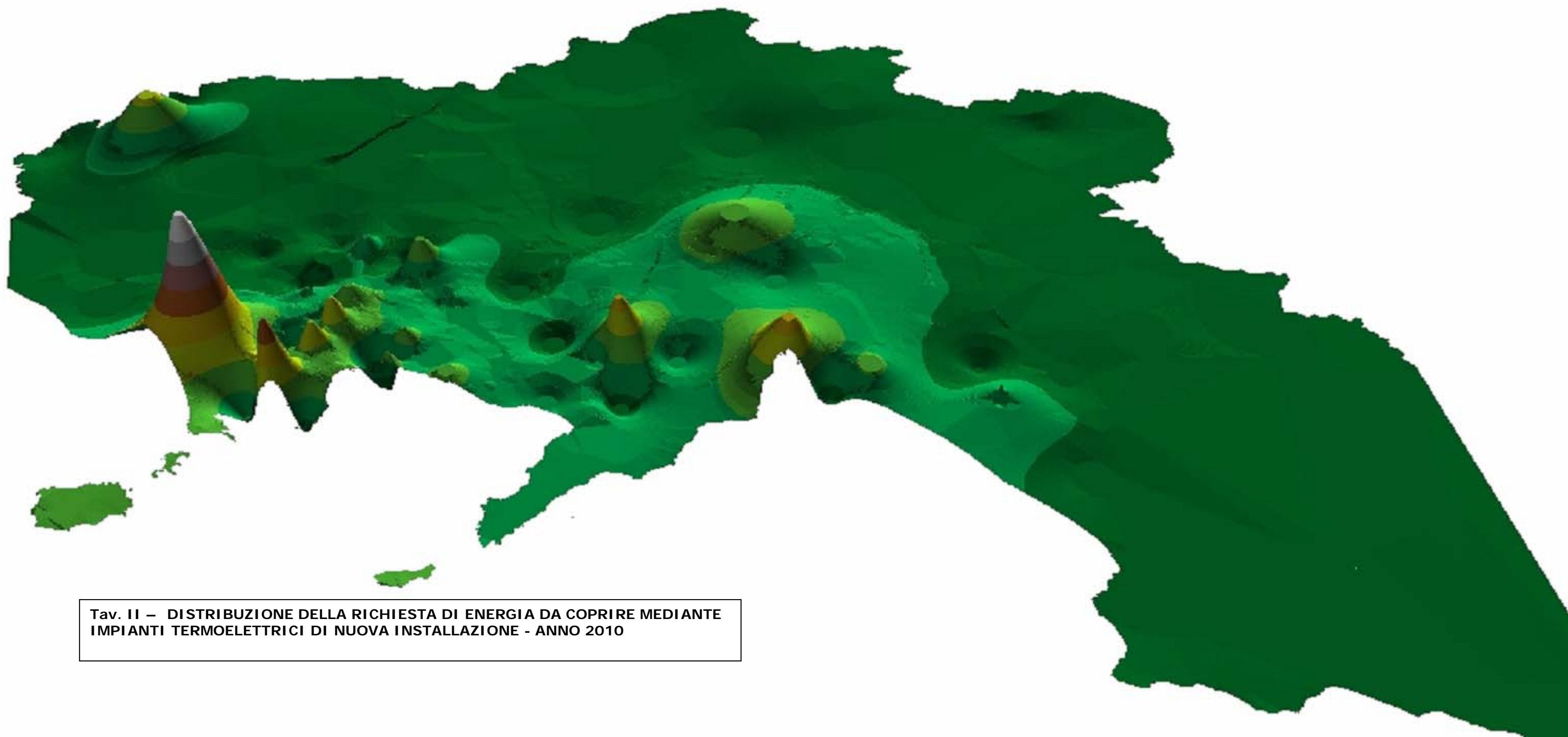


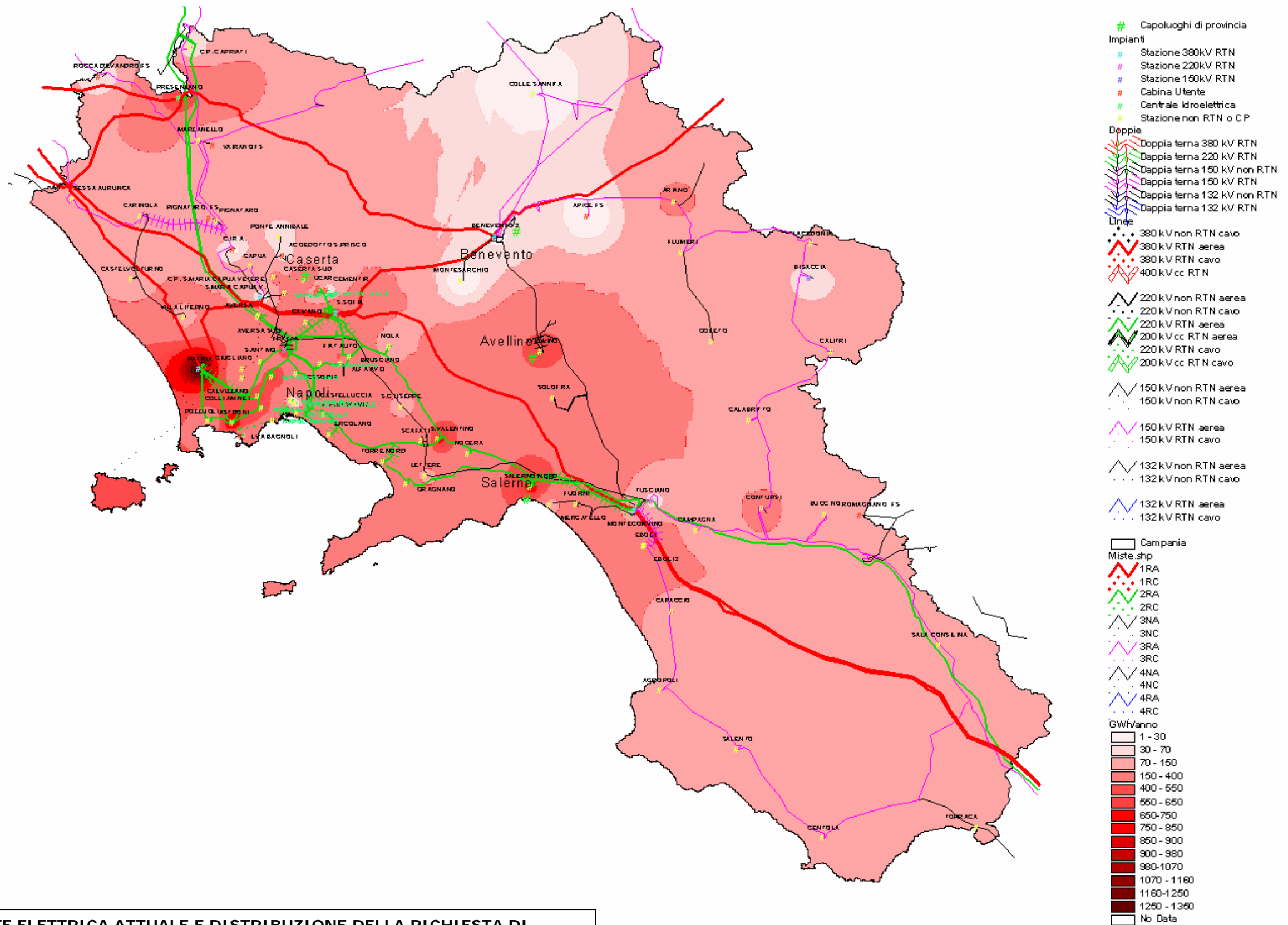
Figura 8. Andamento del deficit di potenza elettrica in Campania. Scenari di tendenza 2000 - 2010 in caso di realizzazione centrali in procedura di autorizzazione precedente Legge 55/02 (siti di Teverola, Orta di Atella, Flumeri).



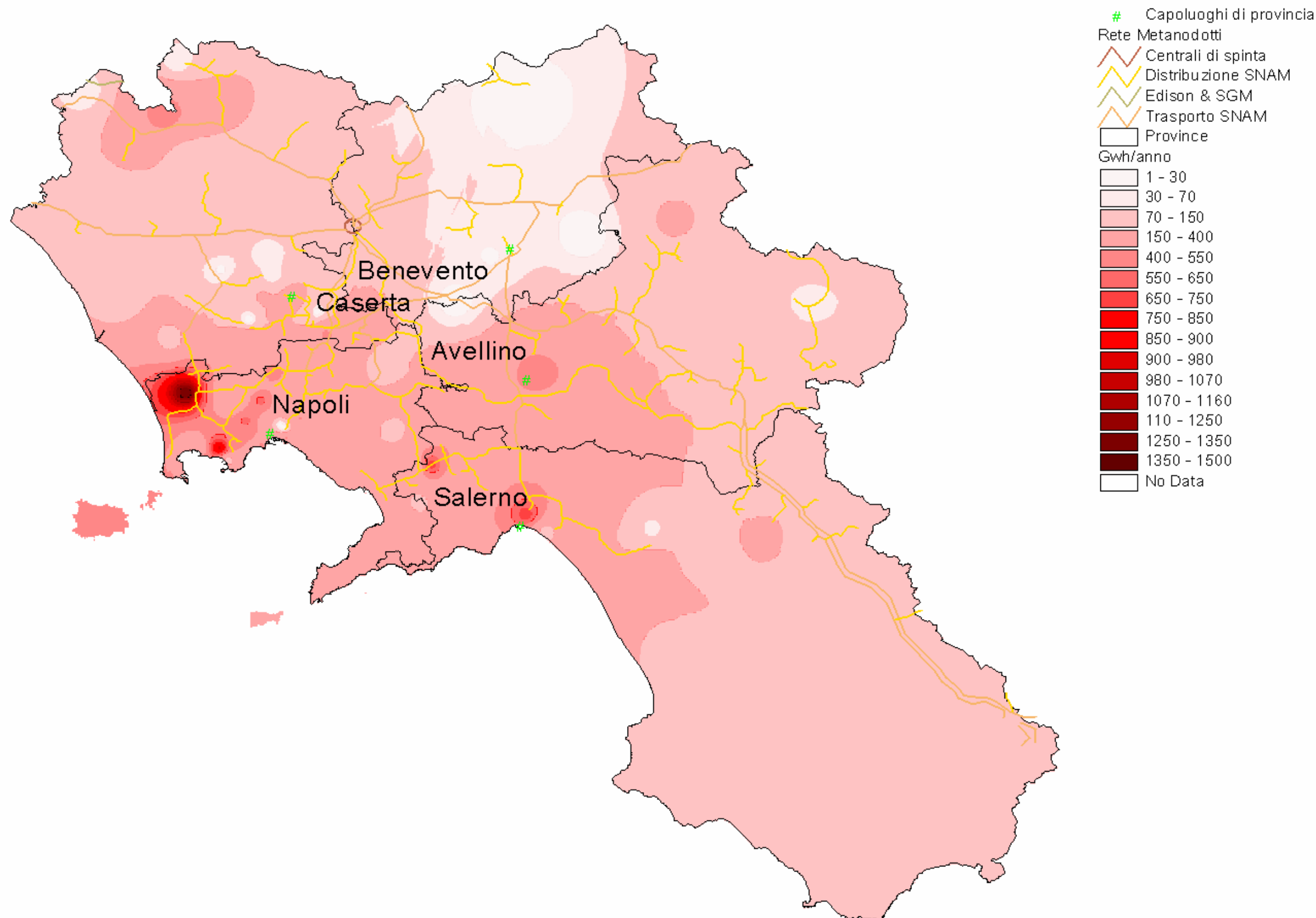
Tav. I – DISTRIBUZIONE DELLA RICHIESTA DI ENERGIA DA COPRIRE MEDIANTE IMPIANTI TERMOELETTRICI DI NUOVA INSTALLAZIONE - ANNO 2010



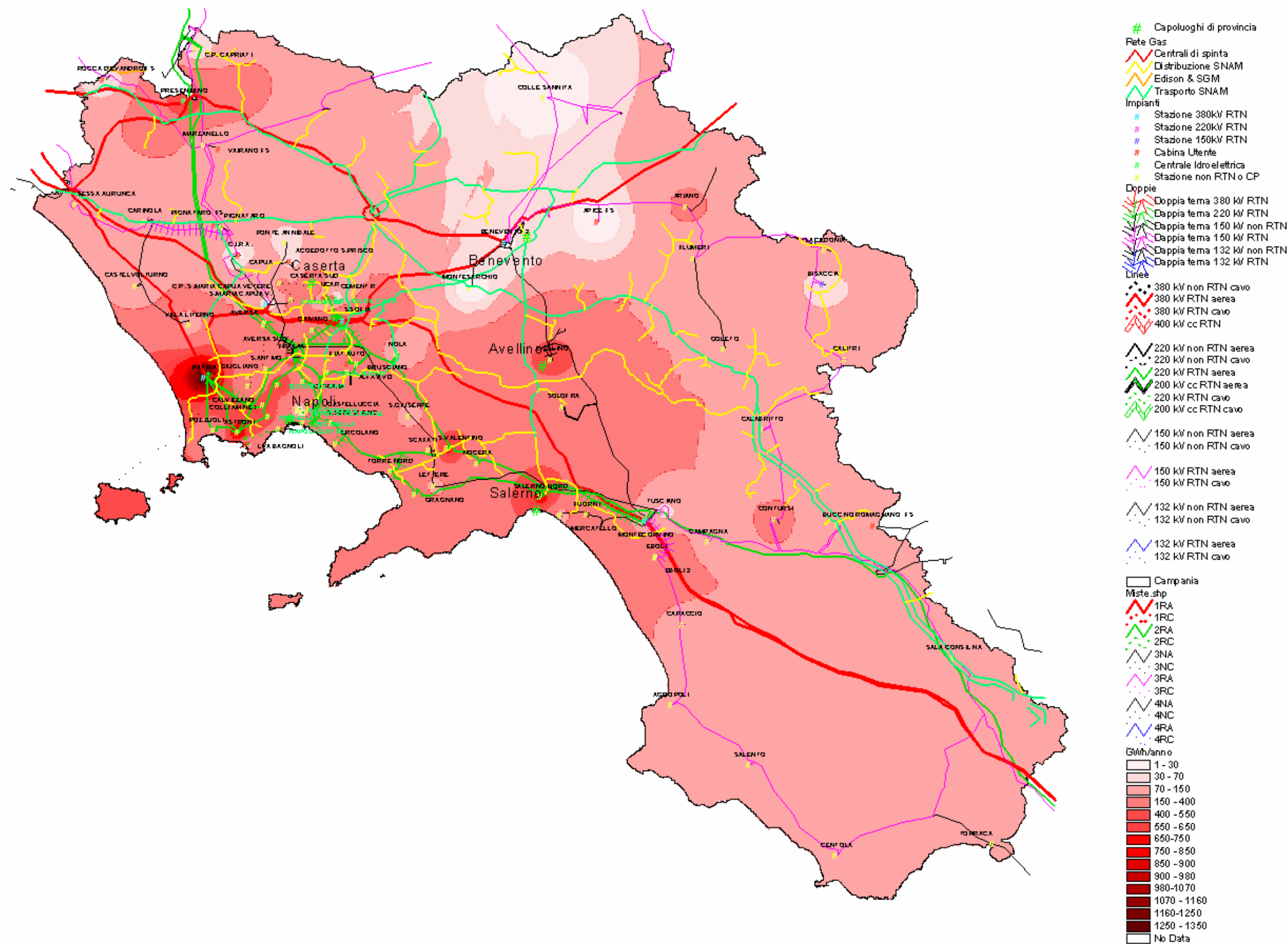
Tav. II – DISTRIBUZIONE DELLA RICHIESTA DI ENERGIA DA COPRIRE MEDIANTE IMPIANTI TERMOELETTRICI DI NUOVA INSTALLAZIONE - ANNO 2010



Tav. III- RETE ELETTRICA ATTUALE E DISTRIBUZIONE DELLA RICHIESTA DI ENERGIA DA COPRIRE MEDIANTE IMPIANTI TERMOELETTRICI DI NUOVA INSTALLAZIONE - ANNO 2010



Tav. IV – RETE GAS ATTUALE E DISTRIBUZIONE DELLA RICHIESTA DI ENERGIA DA COPRIRE MEDIANTE IMPIANTI TERMOELETTRICI DI NUOVA INSTALLAZIONE – ANNO 2010



Tav. V – RETI GAS ED ELETTRICA ATTUALI E DISTRIBUZIONE DELLA RICHIESTA DI ENERGIA DA COPRIRE MEDIANTE IMPIANTI TERMoeLETRICI DI NUOVA INSTALLAZIONE – ANNO 2010