

Spett. le Autorità per l'energia elettrica
il gas e il sistema idrico

Prot. IR004352-2017-P

Genova, 30/10/2017

Inviata tramite sito internet Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico

**Oggetto: Invio osservazioni al documento di consultazione 645/2017/R/EEL
"Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia
elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti"**

Spett.le Autorità,
si trasmettono in allegato le osservazioni al documento di consultazione in oggetto.

Distinti saluti,



Ing. Alessandro Cecchi

Responsabile Affari Regolatori Gruppo Iren

Allegato: Osservazioni Gruppo Iren al DCO 645/2017/R/EEL "Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti"

Allegato: Osservazioni Gruppo IREN al

DCO 645/2017/R/EEL "Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti"

Introduzione

In premessa alle singole osservazioni agli spunti di riflessione nel seguito dettagliati, si apprezza e condivide la scelta dell'Authority di portare avanti un dialogo con i numerosi e diversi soggetti coinvolti (Terna, DSO, RSE, ...) per approfondire il tema della resilienza e definire un quadro regolatorio che promuova gli investimenti migliori per soddisfare le esigenze dei clienti in termini di qualità e di prezzi.

In quest'ottica, si concorda pertanto con la recente proposta Authority di istituzione - nell'ambito del Tavolo di Lavoro Resilienza - di due gruppi di lavoro dedicati alla tenuta alla sollecitazioni e al ripristino del servizio e con l'indicazione - nel presente DCO - di una seconda consultazione finalizzata alla definizione delle modalità di analisi e di predisposizione dei piani.

In tema di argomenti meritevoli di approfondimento, si vuole rimarcare l'importanza (i) dal punto di vista di merito degli interventi genericamente riconducibili alle cosiddette ondate di calore estive (particolarmente impattanti sui Distributori operanti negli ambiti urbani ad alta concentrazione), nonché (ii) dal punto di vista metodologico di linee guida finalizzate alla valutazione ed alla presentazione delle CBA per i singoli interventi.

Risposte agli spunti di consultazione

Si procede nel seguito a una risposta puntuale agli spunti di consultazione proposti.

Q1. *A livello generale, si condivide il quadro d'insieme e gli obiettivi di questa consultazione? Quali ulteriori aspetti andrebbero considerati?*

A livello generale si condivide il quadro d'insieme.

In proposito, nell'ottica dell'orientamento seguito dalla stessa Autorità di avere la disponibilità di piani di lavoro dei DSO il più possibile omogenei, si auspica che si possa giungere a schede standard di intervento, dettagliate per tipologia di investimento realizzabile.

A questo fine, si offre la nostra disponibilità e piena collaborazione per la definizione di linee guida che indichino in modo specifico un metodo di calcolo chiaro e standardizzato per l'effettuazione delle analisi costi/benefici.

Q2. *Si hanno osservazioni sui fattori critici di rischio già analizzati dalle varie imprese e su quelli che dovrebbero essere ritenuti prioritari?*

Come già rappresentato nel corso degli approfondimenti avuti durante il precedente iter di discussione, si ritiene importante ampliare la tipologia di fattori di rischio proposti, poiché la forte specificazione della tipologia di interventi proposta nella presente consultazione non riesce adeguatamente a cogliere le conseguenze derivanti dalla disomogeneità territoriale ed i correlati differenti eventi climatici avversi.

In proposito, la Scrivente valuta positivamente l'avvio ed auspica l'ulteriore sviluppo del confronto fra l'Autorità e gli operatori per l'individuazione di tutti gli interventi possibili per la razionalizzazione del percorso di incremento della resilienza del sistema complessivo, in ottica aggiuntiva al normale piano di "investimento di mantenimento" dell'affidabilità della rete. Si ritiene che tale confronto debba essere aperto a tutte le possibili soluzioni che garantiscano una connotazione di aggiuntività rispetto agli investimenti necessari per il normale rispetto dei vincoli di concessione e di regolazione.

La limitazione delle possibili analisi agli eventi climatici avversi invernali pare rappresentare un orientamento focalizzato solamente su alcuni possibili progetti eligibili, con conseguenti benefici in favore di un parziale numero di distributori di alcune regioni italiane.

Nel corso delle analisi sviluppate è infatti emersa una significativa limitazione territoriale delle aree oggetto del rischio manicotto di ghiaccio su linee aeree in conduttori nudi (limitazione di latitudine, limitazioni di altitudine, ecc.) che andrebbe quindi a focalizzare l'intera tematica "resilienza" come un problema specifico di un numero estremamente esiguo di Distributori e su limitate aree del nostro Paese.

Alla luce dell'esperienza maturata dal distributore del nostro gruppo negli anni, con forte accentuazione nell'ultimo biennio, si è evidenziata una progressiva mutazione climatica estiva con periodi di elevata siccità e temperature maggiori rispetto ai livelli stagionali. Tali dati, confermati da tutte le analisi statistiche e già oggetto di Comitati di Emergenza Nazionali e Regionali (in ambito approvvigionamento idrico), sono particolarmente accentuate nelle zone del nord Italia (nell'anno 2017 con una forte concentrazione nella zona centrale e occidentale delle regioni del nord Italia).

Si vuole precisare che tali fenomeni assumono una natura differente rispetto alle "ondate di calore", citate al par 2.19 del DCO, già riscontrate negli anni precedenti. Le "ondate di calore" rappresentano un puntuale innalzamento della temperatura con conseguente significativo incremento del carico dovuto all'utilizzo di sistemi di condizionamento. Si associa inoltre una maggiore criticità nel funzionamento delle apparecchiature di cabina secondaria, che vengono ad operare a temperature molto superiori a quelle di normale funzionamento e prossime a quelle di avvio protezioni. Tale fenomeno può inoltre essere amplificato da problemi nella ventilazione delle cabine secondarie, che non è stata storicamente pensata per simili picchi di dispersione.

I fenomeni climatici verificatisi negli ultimi anni hanno invece una natura molto meno puntuale e, come dalla analisi meteorologiche riscontrabili, sono caratterizzati da caldo intenso per numerosi giorni o addirittura settimane (con la specificità di mantenimento di alte temperature anche durante il periodo notturno), associato alla mancanza di precipitazioni per settimane o addirittura mesi.

L'insieme di questi due aspetti provoca una significativa modifica del terreno in cui i cavi sono posati (negli ambiti urbani la percentuale di cavi interrata è prossima al 100%) che non può essere prevista nella fase di progettazione. Tale fenomeno, studiato in letteratura internazionale e recentemente approfondito da RSE (Dipartimento Tecnologie di Trasmissione e Distribuzione e Dipartimento Sviluppo Sostenibile e Fonti Energetiche) prende il nome di "soil drying-out".

Proprio questo essiccamento del terreno rappresenta l'eccezionalità del fenomeno che rende inefficaci i provvedimenti cautelativi normalmente previsti in progettazione. L'analisi puntuale dei

componenti guasti, nel corso degli ultimi anni, ha effettivamente dimostrato che tutta la rete è soggetta ad uno stress termico oltre agli standard, con specifiche ripercussioni nei punti di discontinuità: dall'analisi dei giunti di cavi in media tensione è stato possibile riscontrare che l'innescio del guasto ha quasi sempre origine in punti di discontinuità dove cambiano i materiali, si modificano gli spessori dei componenti, ecc. Tali punti di discontinuità sono previsti dai costruttori e dovrebbero essere garantiti dalla presenza di un isolamento, comunque cautelativo rispetto alla tensione del sistema. Ad oggi, stante anche il confronto con altri Distributori, con enti di ricerca e con fornitori, l'intervento più utilizzato sembra essere l'incremento del livello di isolamento di tutte le porzioni di impianto.

Da questa sintetica descrizione del fenomeno si vuole evidenziare come, se da un lato le "ondate di calore" possano essere considerate come un particolare comportamento degli utilizzatori e che pertanto dovrebbero trovare i Distributori già impegnati nella realizzazione di puntuali accorgimenti, il "soil drying-out" rappresenti una condizione completamente diversa di funzionamento degli impianti conseguente ai mutamenti climatici contemporanei. Tale condizione obbliga quindi i Distributori a progettare i propri impianti oltre alle normali condizioni di buona tecnica (ad es. incremento del livello di isolamento rispetto alla tensione nominale) e sta richiedendo un intervento massivo e generalizzato sugli impianti esistenti.

La regolazione della durata e del numero delle interruzioni può essere vista come unica leva per l'incentivazione degli interventi infrastrutturali finalizzati al puntuale ed estremo comportamento di alcuni carichi in condizioni climatiche avverse (ondate di calore), ma non sembra sufficiente per giustificare l'inserimento di cautele, oltre alla buona tecnica ed alla norma, nella progettazione degli impianti e per supportare investimenti diffusi e considerevoli per la sostituzione di componenti, già tecnicamente idonei all'impianto (attività di sostituzione giunti e cavi con livello di tensione incrementale). Si osserva inoltre che, per poter conseguire risultati riscontrabili e statisticamente rilevanti nella percezione del servizio da parte dell'utenza, le campagne di sostituzioni componenti dovrebbero avere una significativa capacità di investimento tale da poter incidere significativamente, in pochi anni, su tutta l'infrastruttura gestita.

I disservizi conseguenti all'essiccamento del terreno, a parte il remoto caso di doppio guasto, non hanno impatti così significativi sui parametri di regolazione della qualità del servizio grazie alla forte magliatura della rete, ma possono avere significativi impatti sull'utenza servita a causa di puntuali incrementi dell'indicatore di frequenza percepito dai singoli. Il caso di doppio guasto inoltre, data la

forte concentrazione temporale degli eventi di guasto, incrementa la possibilità di accadimento di ulteriori doppi guasti, con maggior disagio per l'utenza: dato l'ambito urbano delle reti considerate anche i casi di doppio guasto non hanno impatti sui parametri di qualità tali da orientare, con mera analisi economica, gli investimenti del Distributore.

In conclusione, si ritiene che gli interventi descritti per fronteggiare il "soil drying-out" rappresentino una importantissima via di incremento della resilienza dei sistemi di distribuzione negli ambiti urbani ad alta concentrazione e che le politiche di intervento sugli impianti esistenti costituiscano una significativa addizionalità rispetto al trend storico.

Stante quanto sopra esposto, la sufficienza dell'incentivazione alla realizzazione di questo tipo di attività, con l'eccezionalità e la numerosità presentate, mediante la sola regolazione della qualità (par. 3.7) non può incontrare la condivisione della scrivente.

Q3. *Quali aspetti del coordinamento tra operatori di distribuzione e di trasmissione si ritiene che possano essere semplificati alla luce dell'esperienza fin qui maturata?*

Condividendo le considerazioni del documento sulla necessità di completamento del coordinamento Terna-DSO per la selezione degli interventi ottimali per la resilienza (par. 2.20), si propone un approfondimento del confronto a partire dalla rispettive esigenze di incremento di affidabilità/resilienza. L'aspetto del coordinamento, infatti, riveste carattere prioritario nei casi di analisi delle controalimentazione degli impianti primari mediante l'utilizzo della rete in media tensione.

Più in generale, si coglie l'occasione per segnalare l'attuale non sufficiente attività di coordinamento per gli interventi di investimento sulle rete a diversi livelli di tensione.

Q4. *Quali azioni concrete e da parte di quali attori si ritengono opportune per dare seguito a quanto auspicato dall'Autorità in tema di aggiornamento delle mappe di rischio utilizzate per la normativa tecnica sui limiti strutturali di progetto delle linee?*

Dal momento che la domanda Q4 fa riferimento al capitolo 3 della consultazione sulle criticità emerse - con relativi spunti di miglioramento - delle Linee guida presentate, si coglie l'occasione

per proporre spunti di riflessione/criticità non solo riguardanti il progetto delle linee, ma più in generale la metodologia presentata.

Lo studio della resilienza ha come obiettivo principale quello di verificare eventuali debolezze del sistema elettrico nel suo complesso. Tale aspetto è stato evidenziato anche durante il tavolo di lavoro sulla resilienza, ove è stata riportata la necessità di prevedere uno scambio di dati tra operatore di trasmissione e le varie imprese distributrici dei "valori di resilienza" delle rispettive reti, per creare un'ottica di sistema. Questo approccio sistemico richiede, necessariamente, una base dati comune dei fenomeni gravosi, che devono necessariamente essere documentati (o documentabili). L'approccio utilizzato per i manicotti di ghiaccio, che passa tramite la mappatura del rischi comune a livello nazionale (come da documento di RSE [BancaDatiRSE]), permette esattamente di avere una base di dati comune sulla quale valutare i possibili miglioramenti della resilienza (a fronte anche dell'aggiornamento delle mappe alla luce delle variate condizioni meteo). Tale approccio sistemico, però, viene a mancare per le altre cause prese in considerazione, lasciando al distributore l'onere di documentare puntualmente gli avvenimenti di fenomeni gravosi. In particolare, il fattore critico "allagamento di cabine di trasformazione per forti precipitazioni o esondazioni di corsi d'acqua" (punto 3.5.c del DCO 645) richiede l'analisi degli avvenimenti del passato e la correlazione con i guasti accaduti.

In un'ottica di sistema una mappatura del rischio simile a quanto fatto per il manicotto di ghiaccio è quanto mai necessaria. Si auspica un lavoro preliminare coinvolgente le Agenzie Regionali per la Protezione Ambientale, allo scopo di definire adeguatamente le mappe di rischio già citate anche per altri tipi di cause.

Un altro aspetto connesso all'investigazione delle cause è legato alla formulazione dell'indice di rischio IRI riportata in [All_A]:

$$IRI = \frac{N_{UD}}{TR}$$

Ove N_{UD} indica il numero di utenti in bassa tensione disalimentati (entità del danno) e TR è il tempo di ritorno dell'evento (la probabilità di disservizio). Per maggiore chiarezza sarebbe opportuno che TR rappresentasse il tempo di ritorno del disservizio (e non dell'evento che può produrre il danno).

Citando testualmente:

“Tale indice di rischio (IRI) è il prodotto della probabilità che l’evento produca un disservizio e dell’entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio”

“La probabilità di disservizio è individuata come l’inverso del tempo di ritorno dell’evento (TR).”

L’ultima frase implica che, con probabilità 100%, l’evento produca danno.

Si chiede in proposito un chiarimento interpretativo, considerando tra l’altro che tale approccio è di fatto quello sotteso all’applicazione della norma CEI EN 50341-2-13.

Altro elemento da considerare è il calcolo del beneficio atteso, così come da linea guida [All_A].

Infatti, le linee guida indicano che il beneficio atteso debba essere calcolato considerando sia l’affidabilità di rete, sia la resilienza di rete. Così facendo vengono sommati due diversi effetti: l’effetto HPLI (High Probability Low Impact) legato all’affidabilità di rete e l’effetto LPHI (Low Probability High Impact) legato alla resilienza. Legare la valutazione di un investimento che vuole incrementare la resilienza anche all’effetto che esso può avere sull’affidabilità di rete appare come una contraddizione intrinseca.

Q5. *Si condivide la proposta di fattori critici oggetto di specifiche azioni regolatorie già nell’emiparado di regolazione 2016-2019? Se no, perché?*

Si condivide la proposta di fattori critici con la possibilità di estensione alle ondate di calore prolungate in quanto, come precedentemente esposto, è un fattore di rischio che ha influenzato notevolmente negli ultimi anni la gestione della rete elettrica di alcune realtà urbane e la regolamentazione attuale sulla continuità del servizio non ha potuto ricomprendere adeguatamente come fenomeno in ambito urbano.

Si segnala inoltre che la proposta di integrazione del piano di resilienza nel piano di sviluppo già nel 2018 potrebbe rappresentare una criticità non trascurabile con riferimento al fatto che le tempistiche proposte nel DCO potrebbero non consentire una rimodulazione delle analisi alla luce delle nuove Linee Guide in fase di aggiornamento ed eventuali, se necessarie, rimodulazione e modifiche dei puntuali investimenti programmati dai DSO.

Q6. *Si condivide il percorso delineato verso Piani Integrati di Distribuzione?*

Si condivide il percorso, ma si rimarca quanto precedentemente espresso circa la necessità di disporre di schede dettagliate per tipologia di intervento (tipo rinnovo vs utenza servita), specifiche al variare della tipologia di intervento e standardizzate, in modo da consentire ai Distributori di redigere e presentare piani di resilienza strutturalmente omogenei fra di loro.

Q7. *Si condivide in particolare l'orientamento ad applicare, in prima attuazione, lo step intermedio alle imprese distributrici con più di 300.000 clienti?*

Non vi sono osservazioni.

Q8. *Si condividono i criteri minimi di omogeneità per le sezioni dedicate alla Resilienza dei Piani di sviluppo delle imprese distributrici di maggiori dimensioni?*

Sì. Si richiede la possibilità di escludere - dai criteri minimi nelle sezioni di sviluppo sulla resilienza - l'estensione delle analisi su tutta la rete di distribuzione con riferimento all'età degli elementi di rete e delle azioni di rinnovo già previste e, per quanto possibile, dei fenomeni di invecchiamento. Tale analisi potrebbe essere ricompresa nelle sezioni di intervento in un secondo momento, configurandosi quindi come un add-on e non come un criterio minimo obbligatorio. La richiesta deriva dalla considerazione che tali estensioni di analisi potrebbero rivelarsi molto onerose in termini di raccolta dati ed analisi.

Q9. *Si condividono le proposte in tema di schede intervento resilienza (vd. anche Appendice 3), ad accompagnamento dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione?*

Si condividono le proposte e si ricorda la necessità più volte esposta di resa disponibile di schede di intervento con declinazione dettagliata per singolo intervento tecnico, al fine di consentire un livello elevato di standardizzazione e l'ottenimento dell'auspicata omogeneità delle diverse schede di intervento redatte da parte dei Distributori. Sempre in ottica di omogeneità sarebbe opportuno poter disporre anche di linee guida specifiche e dettagliate che consentano di effettuare un'analisi costi benefici standardizzata e facilmente applicabile alle diverse tipologie di intervento.

In special modo nella parte relativa alla valutazione dei benefici occorrerebbe un dettaglio delle tipologie di beneficio da considerare ed una linea guida per la pesatura degli stessi.

Q10. *Si condividono gli aspetti della possibile incentivazione di interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni per il settore della distribuzione? Quale delle tre opzioni appare preferibile?*

In una prima fase sarebbe auspicabile applicare in parallelo l'incentivazione prevista dalle opzioni TE-0 e TE-2 con riduzione e verifica delle condizionalità da applicare.

Si segnala, in tema di meccanismi di incentivazione, che la realizzazione degli interventi non è vincolata solamente agli esiti degli iter autorizzativi, ma anche alla capacità di realizzazione degli investimenti, propria di ogni impresa.

Q10. *Nel caso dell'opzione TE-1 (solo penalità), quale impatto massimo dovrebbe essere previsto per le imprese distributrici?*

Nella definizione dell'impatto massimo per i DSO è fondamentale tenere in considerazione che gli interventi da realizzare devono essere oggetto di concertazione tempistica.

A tal proposito, si vuole segnalare la presenza non solo di vincoli autorizzativi alla realizzazione degli interventi, ma anche di eventuali limitazioni nello svolgimento delle attività sorgenti dall'organizzazione gestionale curata dal distributore per la realizzazione degli interventi. Per tali ragioni, eventuali modifiche ai tempi realizzativi vanno valutate con estrema attenzione (rif: spunto 5.8 del documento in consultazione).

Q10. *In caso di adozione dell'opzione TE-2, quale impatto massimo dovrebbe essere previsto sulla tariffa (per esempio in euro/cliente/anno, con riferimento all'intera base di clienti BT)?*

Non vi sono osservazioni.

Q10. *Quale parametro si ritiene preferibile per la commisurazione dei premi e delle penali, e perché?*

Per la commisurazione dei premi e delle penali si potrebbe considerare un valore forfettario associato al numero dei clienti e alla lunghezza dei cavi sostituiti.

Q11. *Quale/i indicatore/i si ritengono più idonei per rappresentare il trend storico rispetto al quale verificare l'addizionalità degli interventi per la resilienza?*

Al punto 5.17b) del documento di consultazione si indica come, per l'opzione TE-2, condizione necessaria per erogare la premialità sia l'addizionalità dell'investimento riguardante la resilienza rispetto ai trend storici di rinnovo della rete da parte del distributore. Dal punto di vista concettuale, però, questa affermazione è in contrasto con le modalità di calcolo dei benefici attesi: infatti, come evidenziato nella risposta alla Q4, nel calcolo dei benefici sono conteggiati anche benefici derivanti dalla riduzione degli effetti dovuti alle "interruzioni ordinarie".

Come evidenziato anche dall'Autorità nella nota 22 del documento in consultazione, gli interventi miranti all'aumento della resilienza hanno impatto sull'affidabilità. Quindi soluzioni tecniche che, nel passato, erano state etichettate come miglioranti l'affidabilità di rete, possono comunque essere giustificate, magari intervenendo su aree più vaste, come migliorative della resilienza.

Nel creare un indice degli interventi ad alta priorità (punti 5.6, 5.7b, 5.8, 5.9, 5.10), si introduce un concetto di soglia. Tale indice di soglia dovrebbe calarsi nella realtà del distributore, tenendo in considerazione le caratteristiche della sua rete. Inoltre, potrebbe essere utile andare a selezionare gli interventi che danno un migliore incremento complessivo della resilienza del sistema in oggetto. Per quanto concerne l'opzione TE-2 appare quantomeno poco probabile che si possano individuare "ulteriori interventi" presentanti maggiori benefici rispetto ai costi relativi alla resilienza. L'escludere già a priori automazione e controllo elimina già una parte dei possibili investimenti che possano portare a tale condizione.

Tali interventi potrebbero portare contributi sia in fase di tenuta (del sistema nel suo complesso) alle sollecitazioni, sia in fase di ripristino. L'Autorità, tuttavia, conscia della difficoltà oggettiva della valutazione dei benefici, tiene aperta la possibilità di commisurare i premi ad un parametro diverso rispetto al beneficio netto (punto 5.13).

Al punto 5.14 si parla anche di utenti MT, necessari per il calcolo dell'energia distribuita nei segmenti di rete interessati dall'incremento della resilienza alle sollecitazioni.

Tali clienti, però, non sono considerati all'interno del calcolo dell'indice di resilienza. Pare quindi una incongruenza nelle ipotesi di calcolo.

Q12. *Si condivide la proposta per il settore della trasmissione?*

Si condivide.

Q13. *Si condividono gli aspetti della possibile incentivazione per migliorare l'efficacia del ripristino del servizio di distribuzione in condizioni di emergenza?*

Si condividono.

Q13. *Quale delle opzioni presentate appare preferibile?*

L' Opzione RI-1 potrebbe essere la migliore, ma con approfondimenti sul meccanismo "a punti" basato sull'assessment di specifiche "azioni qualificate".

Q13. *Nel caso delle opzioni RI-1 e RI-2, quale impatto massimo dovrebbe essere previsto?*

Non vi sono osservazioni.

Q14. *Si ritiene opportuno prevedere forme di incentivazione anche per il ripristino del servizio di trasmissione da parte di Terna? Per quali motivi e con quali modalità?*

Non vi sono osservazioni.

Riferimenti

Nel seguito riferimenti puntuali.

- [All_A] AEEGSI, "Allegato A alla determinazione DIEU 7 marzo 2017, n. 2/2017", 2017

- [BancaDatiRSE] RSE, " Banca dati metereologica e metodologica per il calcolo del carico di neve su conduttori di linee elettriche aeree", 14/11/2016
- [Clarvis15] MH Clarvis, E Bohensky, and M Yarime, "Can resilience thinking inform resilience investments? Learning from resilience principles for disaster risk reduction", Sustainability, vol. 7 doi: 10.3390/su7079048, 2015

Sede Legale

Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia
Tel. +39 0522 2971
Fax +39 0522 797300

Uffici di Torino

Corso Svizzera, 95
10143 Torino
Tel. +39 011 5549111
Fax +39 011 0703598

Uffici di Genova

Via SS.Giacomo e Filippo, 7
16122 Genova
Tel. +39 010 558115
Fax +39 010 5586284

Uffici di Parma

Strada S. Margherita, 6/A
43123 Parma
Tel. +39 0521 2481
Fax +39 0521 248262

Uffici di Piacenza

Strada Borgoforte, 22
29122 Piacenza
Tel. +39 0523 5491
Fax +39 0523 615297