

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in  
Ingegneria Energetica e Nucleare



## Tesi di Laurea Magistrale

**Comprendere il funzionamento elettrodinamico della rete, identificare  
l'influenza dei gruppi idroelettrici e consolidare le ipotesi di produzione**

**Azienda :** RTE – Réseau de Transport d'Électricité  
**Supervisore di Tirocinio:** Caroline ROCHE

**Relatore**  
prof. Enrico PONS

**Candidata**  
Rosanna MANFREDA

Ottobre 2019

## Sommario

---

*Il seguente rapporto presenta il mio lavoro come tirocinante presso RTE (Rete di Trasporto dell'elettricità), gestore della rete di trasmissione elettrica francese ad alta tensione.*

*Questo tirocinio convalida la fine dei miei studi universitari, integrando con aspetti di natura pratica gli studi teorici svolti in primis al Politecnico di Torino e in seguito all'Ecole Centrale de Lyon in anno accademico di scambio.*

*Lo scopo della missione che mi è stata affidata presso il dipartimento di Sviluppo&Ingegneria di RTE, è quello di ottenere fattori di carico massimali ma realistici per ogni centrale idroelettrica delle zone di studio prese in esame. Quest'ultime sono quelle definite nello S3REnR (Schema regionale di connessione delle fonti rinnovabili alla rete): Beaufortain, Maurienne-Tarentaise, Sud Léman, Annecy-Chambery, Vercors, Vallée du Rhone, Grenoble, Lyon, Drome-Ardeche, Loire.*

*Per ottenere dei tassi medi di avviamento di una centrale idroelettrica ci si basa sullo storico della sua produzione. Tali valori verranno utilizzati per l'analisi di connessione di produttori di energia rinnovabile (come di impianti fotovoltaici ed eolici) alla rete, al fine di stimare le criticità di rete che potrebbero derivarne.*

*Bisogna quindi determinare come una produzione idroelettrica massimale sulla rete possa risultare compatibile con l'allacciamento delle nuove produzioni.*

*Fondamentale diviene dunque, la descrizione del processo di analisi di rete e di Convergence, il simulatore di equazioni di Load Flow impiegato per realizzare lo studio.*

*Al fine di contestualizzare più adeguatamente la missione, verrà presentato brevemente il panorama delle energie rinnovabili in Francia citando gli obiettivi fissati dai pacchetti europei per il clima e l'energia 2020 e 2030.*

*L'ultimo paragrafo è dedicato alla difficoltà incontrate e ai limiti della metodologia impiegata.*

## Indice

Glossario.....	5
<b>1. Introduzione.....</b>	<b>6</b>
<b>1.1 Presentazione dell'azienda.....</b>	<b>6</b>
<b>1.2 Le sfide legate allo sviluppo della rete elettrica .....</b>	<b>7</b>
<b>1.3 Il processo di uno studio decisionale.....</b>	<b>8</b>
<b>2. Analisi di rete .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1 Particolarizzazione dell'area di studio .....</b>	<b>10</b>
<b>2.2 Identificazione delle criticità di rete .....</b>	<b>10</b>
<b>2.3 Risoluzione delle criticità di rete.....</b>	<b>12</b>
<b>2.4 Convergenza.....</b>	<b>12</b>
<b>3. Panorama delle energie rinnovabili in Francia .....</b>	<b>18</b>
<b>4. Le centrali idroelettriche e il loro ruolo nel contesto energetico.....</b>	<b>20</b>
<b>5. L'elaborazione di ipotesi di produzione idroelettrica .....</b>	<b>22</b>
<b>5.1 Il modello precedente .....</b>	<b>22</b>
<b>5.2 Metodologia.....</b>	<b>24</b>
<b>5.6 Definizione dell'area di studio .....</b>	<b>25</b>
<b>6. Savoia e Alta Savoia .....</b>	<b>27</b>
<b>6.1 Descrizione della rete elettrica .....</b>	<b>28</b>
<b>6.2 Zona « Beaufortain».....</b>	<b>29</b>
<b>6.3 Zona Maurienne-Tarentaise.....</b>	<b>34</b>
<b>6.4 Zona del «Sud Léman» .....</b>	<b>37</b>
<b>6.5 Zona di «Annecy –Chambery ».....</b>	<b>39</b>
<b>7. Presentazione della zona « Dauphiné » .....</b>	<b>41</b>
<b>7.1 La zona di « Vercors » .....</b>	<b>43</b>
<b>7.2 La zona della « Vallée du Rhône ».....</b>	<b>45</b>
<b>7.3 La zona « Grenoble » .....</b>	<b>46</b>
<b>8. Presentazione della zona del « Rhône ».....</b>	<b>49</b>
<b>8.1 La zona di «Lyon ».....</b>	<b>51</b>
<b>9. Presentazione della zona della « Drome-Ardèche » .....</b>	<b>53</b>
<b>9.1 Descrizione della rete elettrica .....</b>	<b>55</b>

<b>10. Presentazione del territorio del « Forez-Roanne » .....</b>	<b>58</b>
<b>10.1 Descrizione della rete elettrica .....</b>	<b>59</b>
<b>11. Risultati dello studio e difficoltà incontrate .....</b>	<b>62</b>
<b>Conclusione .....</b>	<b>66</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>67</b>
<b>APPENDICE .....</b>	<b>68</b>
<b>I. Organizzazione dell'azienda.....</b>	<b>68</b>
<b>II. Gli obiettivi fissati per i vari settori della Francia metropolitana in vista del pacchetto per il clima e l'energia in 2020. ....</b>	<b>70</b>
<b>III. Soglie da prendere in considerazione per il rilevamento delle criticità. ....</b>	<b>71</b>
<b>IV. HADES2: dettagli del calcolo della rete.....</b>	<b>74</b>
<b>Riepilogo degli ingressi e delle uscite di Hades2 .....</b>	<b>74</b>
<b>Modellizzazione .....</b>	<b>74</b>
<b>V. Schema idraulico delle aste della regione Alvernia-Rodano-Alpi.....</b>	<b>80</b>
<b>VI. Parco idroelettrico installato per regione in Francia nel 2018.....</b>	<b>81</b>
<b>Ringraziamenti .....</b>	<b>82</b>

## Glossario

<b>CDI</b> .....	Centre Développement et Ingénierie (Centro di Sviluppo e Ingegneria)
<b>CRE</b> .....	Commission de Régulation de l'Énergie (Commissione di Regolamentazione dell'energia)
<b>DE</b> .....	Décision d'Engagement (Decisione di Esecuzione)
<b>DO</b> .....	Décision d'Ouverture (Decisione Di Apertura)
<b>DOPLER</b> .....	DOnnées Pour Les Etudes De Réseau (Dati Per Le Analisi Di Rete)
<b>DREAL</b> .....	Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (Direzione Regionale per l'Ambiente, lo Sviluppo e l'Edilizia abitativa)
<b>END</b> .....	Energie Non Distribuée (Energia Non Distribuita)
<b>ENE</b> .....	Energie Non Evacuée (Energia Non Trasmessa)
<b>ENR</b> .....	Energies Renouvelables (Energie Rinnovabili)
<b>FER</b> .....	Fonti Energetiche Rinnovabili
<b>GRD</b> .....	Gestionnaire Réseau de Distribution (Gestore Rete di Distribuzione)
<b>GRT</b> .....	Gestionnaire Réseau de Transport (Gestore Rete di Trasporto)
<b>HTA</b> .....	Haute Tension $1000V < U \leq 50 \text{ kV}$ En Courant Alternatif (Alta Tensione in corrente alternata)
<b>HTB</b> .....	Haute Tension $U > 50 \text{ kV}$ En Courant Alternatif
<b>IST</b> .....	Intensité de Secours Temporaire (Soglia Massima di Corrente Ammissibile)
<b>ICC</b> .....	Intensité de Court-Circuit (Intensità Di Corto Circuito)
<b>LTECV</b> .....	Loi pour la Transition Énergétique et la Croissance Verte ( Legge per la Transizione Energetica e la Crescita Verde)
<b>RPT</b> .....	Réseau Public de Transport (Rete Pubblica di Trasporto)
<b>RTE</b> .....	Réseau de Transport d'Électricité (Rete di Trasporto di Elettricità)
<b>SED</b> .....	Services des Études Décisionnelles (Dipartimento di Studi Decisionali)
<b>S3REnR</b> .....	Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (Schemi Regionali di Connessione delle Fonti Rinnovabili alla Rete di Trasporto)
<b>SRCAE</b> .....	Schéma Régional du Climat de l'Air Et de l'Énergie (Schema Regionale Del Clima e dell'energia)
<b>STEP</b> .....	Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage ( Le Stazioni Di Trasferimento di Energia per Pompaggio )
<b>TURPE</b> .....	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (Tariffe di Utilizzazione della Rete pubblica di Elettricità)

## 1. Introduzione

L'elaborazione di ipotesi di produzione idroelettrica ben s'iscrive nel quadro dell'elaborazione degli Schemi Regionali per la Connessione di Fonti Rinnovabili (S3REnR) alla rete di trasporto che indicano la pianificazione della rete elettrica col fine di anticipare e meglio organizzare l'arrivo delle energie rinnovabili.

In tale contesto RTE ha il compito di sviluppare e rafforzare la rete elettrica affinché il suo funzionamento resti ottimale. La progettazione degli S3REnR si basa su un procedimento specifico che include ipotesi e metodologie dettagliate nell'apposito capitolato di appalto.

Gli studi di allacciamento di produzione devono prevedere l'insieme delle criticità di rete e stabilire delle ipotesi che siano il più possibile realistiche: è per questo motivo che si cerca la situazione più vincolante, vale a dire il caso in cui la produzione è massima e il consumo minimo.

### 1.1 Presentazione dell'azienda

RTE, Rete di Trasporto dell'Elettricità, è un'azienda di servizio pubblico che gestisce la rete pubblica di trasporto di elettricità ad alta tensione in Francia metropolitana. Essa è un monopolio regolamentato dallo Stato attraverso la CRE<sup>1</sup> che fissa le tariffe di accesso alla rete di trasporto (TURPE)<sup>2</sup>. La missione principale di RTE è infatti, quella di assicurare a tutti i suoi clienti un accesso all'elettricità economico e sicuro. A tal fine, gestisce, sostiene e sviluppa una rete di trasporto costituita da linee elettriche e trasformatori che collegano numerose stazioni elettriche i cui livelli di tensione hanno un valore compreso tra i 63 kV e i 400 kV.

Il contratto di servizio pubblico stabilito tra RTE e lo Stato specifica gli obiettivi da conseguire:

---

<sup>1</sup> La Commissione per la Regolamentazione Energetica (CRE) è un'autorità amministrativa francese indipendente, creata il 24 marzo 2000 per garantire il corretto funzionamento del mercato dell'energia e per arbitrare le controversie tra gli utenti e i vari operatori. La sua competenza normativa include i mercati del gas e dell'elettricità.

<sup>2</sup> Sono delle tariffe che coprono tutti i costi relativi alla manutenzione, allo sviluppo e alla gestione della rete di trasporto.

- Assicurare la qualità e la continuità del servizio elettrico (fornitura di energia elettrica 24 ore su 24, 7 giorni su 7)
- Mantenere i valori delle grandezze caratteristiche di rete (tensione, frequenza) all'interno di intervalli definiti;
- Garantire ad ogni istante l'equilibrio tra energia prodotta e energia richiesta;
- Garantire ai clienti un accesso non discriminatorio alla rete di trasporto preservando la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili;
- Assicurare un'integrazione delle infrastrutture in armonia con l'ambiente, e in modo che non costituiscano un pericolo per cose e persone;
- Mantenere la rete e svilupparla per consentire la connessione di produttori, di reti di distribuzione e di consumatori, nonché l'interconnessione ai paesi limitrofi.

## 1.2 Le sfide legate allo sviluppo della rete elettrica

Con oltre 105.000 km di linee e 2.700 stazioni elettriche, la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica sono al centro della missione di servizio pubblico di RTE. Il successo di questa missione comporta il rinnovo e la riabilitazione delle strutture esistenti della rete.

Lo sviluppo della rete deve considerare quanto segue [a]<sup>3</sup>:

- Influenza dei parametri esterni a RTE: accettabilità, evoluzione della produzione e / o del consumo
- Sviluppo sostenibile
- Un programma di investimenti da sottoporre ogni anno all'approvazione della Commissione per la Regolamentazione Energetica (CRE)
- L'integrazione delle energie rinnovabili attraverso la connessione di nuovi siti di produzione e la compensazione dell'intermittenza tipica delle fonti rinnovabili.

Qualsiasi progetto di sviluppo della rete ad alta tensione deve essere oggetto di uno studio decisionale.

---

<sup>3</sup> Vedi " Bibliografia"

### 1.3 Il processo di uno studio decisionale

Si definisce studio decisionale un processo che viene generalmente avviato durante uno sviluppo di rete o un progetto di rinnovo in applicazione di una politica interna a RTE o a seguito dell'individuazione di una criticità di rete.

Lo schema in Figura 1.1 ne offre una visione generale.

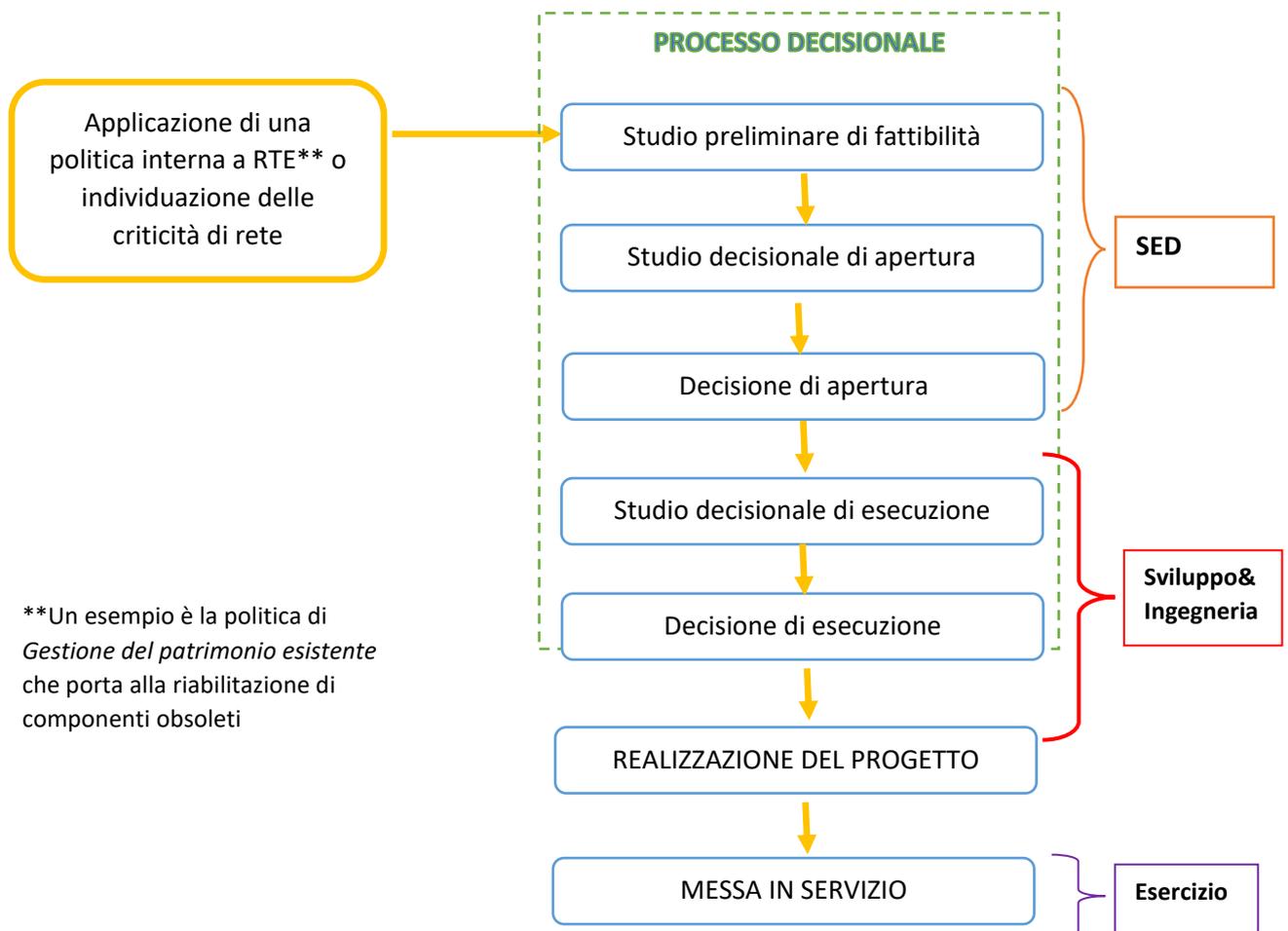


Figura 1.1 Il processo di uno studio decisionale

Con la decisione di apertura DO viene selezionata una tra le differenti strategie proposte. Nella fase di studio DO ,infatti, più strategie sono esaminate e il responsabile dello studio ha il compito di definire la migliore strategia dal punto di vista tecnico. Durante poi la fase degli studi d'esecuzione, un responsabile di progetto viene nominato come supervisore tecnico per dirigere il caso. La decisione di esecuzione (DE), viene presa al termine di questa fase se il

progetto risulta economicamente favorevole e consente di avviare la fase di attuazione del progetto. Una volta completata la messa in servizio, il lavoro sarà gestito dal Centro Operativo di Esercizio [c].

Il Centro Operativo di Eercizio<sup>4</sup> gestisce i flussi di potenza elettrica sulla rete di trasmissione regionale, in particolare attraverso il servizio di *dispacciamento*<sup>5</sup>. Il Centro Operativo fornisce una visione delle funzionalità dei componenti di rete e delle strutture (stazioni, sottostazioni, trasformatori, linee...) e delle indisponibilità incontrate in tempo reale. Inoltre esso si pronuncia sulla strategie di esercizio proposte da SED<sup>6</sup>.

Nella fase di studio DE, la strategia considerata deve essere approfondita e la sua redditività confermata, altrimenti il progetto viene abbandonato.

## 2. Analisi di rete

Il mio lavoro si è svolto in collaborazione con i team di SED che si occupano delle analisi di rete a medio e lungo termine. Queste sono degli studi tecnico-economici realizzati con lo scopo di esaminare le evoluzioni della rete di trasporto e per ottimizzare la gestione del patrimonio esistente.

Gli studi di rete rispondono a diverse problematiche :

- far fronte ai cambiamenti dei flussi di elettricità legati alla connessione di nuovi clienti ( gruppi di produzione, nuovi consumatori, reti di distribuzione) e alle interconnessioni con l'estero.
- anticipare l'evoluzione del patrimonio (rinnovo/riabilitazione delle strutture)

Il risultato è la proposta di soluzioni tecniche accettabili che soddisfino l'esigenza espressa.

In quest'ottica, RTE interviene per studiare ogni possibile situazione al fine di garantire un equilibrio permanente tra produzione e consumo e eliminare le criticità di rete quando non sono gestibili attraverso i sistemi di automazione e telecontrollo .

Diventa quindi fondamentale, per gli studi di rete, avere delle ipotesi di produzione e consumo che siano affidabili. Quest'ultime sono infatti soggette a un gran numero di incertezze derivanti da diverse situazioni :

- dall'evoluzione del contesto economico e dei livelli di consumo

---

<sup>4</sup> Per una spiegazione più dettagliata vedi gli organigrammi in Appendice I.

<sup>5</sup> Gestione dei flussi di energia in tempo reale

<sup>6</sup> Dipartimento di Studi Decisionali

- dall'evoluzione della politica energetica che definisce le direzioni future del mix energetico
- dall'evoluzione del contesto energetico mondiale legato al coefficiente di disponibilità dei gruppi di produzione e agli imprevisti climatici (sole, vento, precipitazioni...)
- dall'evoluzione dei flussi commerciali transfrontalieri, basati in parte sui risultati dei progetti di interconnessione e, dall'altro, sull'evoluzione, in ciascuno dei paesi europei confinanti, del mix energetico e della domanda di energia [b].

Questo è il motivo per cui i previsori di RTE hanno il compito di costruire un “corps d’hypothèses general”<sup>7</sup> il più dettagliato possibile per fornire una rappresentazione meticolosa delle ipotesi di produzione e consumo all'interno di un'area di studio, e degli scambi di energia elettrica alla frontiera. Esso viene messo a disposizione dei servizi di "Sviluppo e Ingegneria" e "Esercizio".

Le ipotesi sono stabilite in modo da essere le più realistiche possibili ma anche per rappresentare la situazione più critica possibile. E' per questo che negli studi di connessione di produzione si impongono fattori di carico massimi ai gruppi di produzione e negli studi di connessione di consumo si impone la produzione al minimo.

## 2.1 Particolarizzazione dell'area di studio

Il primo passo nell'analisi di rete è la delimitazione della zona elettrica.

I confini dell'area di studio devono includere tutti i componenti che hanno un'influenza diretta sul problema da risolvere:

- Gli incidenti che avvengono al di fuori dell'area di studio devono avere un'influenza pressoché trascurabile sulle strutture all'interno dell'area di studio.
- Le criticità di rete che si verificano al di fuori dell'area di studio sono da considerarsi indipendenti dalla zona di studio.

Ecco perché è importante identificare il contributo della produzione idroelettrica definendo una “zona di influenza”, per sapere quando tenere conto di questa produzione.

## 2.2 Identificazione delle criticità di rete

Le situazioni da analizzare sono le seguenti:

1. regime normale o "regime N": tutti i componenti sono disponibili

---

<sup>7</sup> Viene presentato sotto forma di una serie di files Excel che descrivono in dettaglio le previsioni di consumo in potenza attiva e reattiva, nonché i volumi di produzione per settore.

2. il regime degradato o “regime N-1”: la rete viene esaminata in tutte le configurazioni in cui uno dei suoi elementi è stato rimosso:

- i collegamenti aerei e sotterranei
- trasformatori e autotrasformatori
- le unità di produzione

3. l'eventuale indisponibilità simultanea di più componenti:

- N-2 (perdita simultanea di 2 componenti)
- N-1 + consegna
- Perdita di busbar.

Questi studi possono evidenziare 3 tipi di criticità di rete che derivano dalle ipotesi di produzione e consumo:

- *Vincoli di transito*

Le componenti di rete hanno una capacità di transito limitata per motivi di riscaldamento essenzialmente legati all'effetto Joule.

Sia le linee aeree che quelle sotterranee si surriscaldano in ragione della corrente che li percorre e delle condizioni climatiche in cui si trovano. Questo grado di surriscaldamento non deve oltrepassare un certo limite. Nel sottosuolo, tale limite è legato al deterioramento degli isolanti. Per le linee aeree, da un lato è legato al peggioramento della tenuta meccanica del conduttore e dall'altro alla *freccia*, il fenomeno per cui un conduttore surriscaldato si abbassa al suolo.

Quest'ultimo è un criterio di dimensionamento per RTE che risulta decisivo poiché costituisce un pericolo per cose e persone. Pertanto, quando il passaggio di corrente su una struttura supera il suo IST<sup>8</sup> (Temporary Rescue Intensity), il componente in causa sarà sede di una criticità che, una volta rilevata dagli appositi dispositivi, può comportare l'interruzione dell'alimentazione.

- *Vincoli di tensione*

I componenti della rete presentano un limite di tensione imposto dalla tenuta dei materiali e dal dominio di funzionamento corretto.

Tuttavia i limiti di tensione più vincolanti sono quelli legati agli impegni contrattuali di RTE verso i suoi clienti .

---

<sup>8</sup> « Intensité de Secours Temporaire » sono dei valori soglia di corrente da rispettare definiti in funzione dei componenti e della Temperatura esterna , per una spiegazione più dettagliata consultare Appendice III.

Una linea elettrica si considera in criticità di tensione quando la tensione calcolata non rispetta la soglia di tensione definita per tale linea. Vi sono delle soglie di tensione  $U_{min}$  e  $U_{max}$  definite per ciascun livello di tensione:

- Da 380 a 420 kV per la rete a 400 kV
- Da 200 a 245 kV per la rete a 225kV
- Da 58 a 68 kV per la rete a 63kV

- *Vincoli di corto circuito*

I corti circuiti possono essere sia di origine esterna come ad esempio i fenomeni naturali (fulmini, attività avifauna...) o di origine interna come i difetti di rete e l'avaria dei materiali. In caso di corto circuito, la corrente che si sviluppa oltrepassa notevolmente gli intervalli di funzionamento nominale. E' importante intervenire prima che i materiali e le strutture subiscano danni irreversibili a causa delle forti sollecitazioni termiche e meccaniche.

### **2.3 Risoluzione delle criticità di rete**

In caso di criticità o guasti si cerca innanzitutto di intervenire attraverso manovre di tipo topologico, come ad esempio il passaggio a due nodi elettrici di una stazione attraverso i disgiuntori, o impiegando trasformatori-variatori che hanno la capacità di controllare i flussi di potenza tramite gli sfasamenti tra le tensioni.

Nel caso in cui le manovre topologiche si rivelassero insufficienti, si interviene sulle unità di produzione:

- avvio dei gruppi di produzione se si tratta di un disservizio di alimentazione
- arresto di gruppi di produzione se si tratta di un disservizio legato al surplus di energia immessa sulla rete (congestioni).

Se l'operazione sui gruppi di produzione non risolve la problematica in gioco, come ultima opzione non resta che il distacco programmato del carico.

RTE favorisce le operazioni topologiche per ragioni tecnico-economiche, infatti in caso di distacco di gruppi di produzione o consumo è RTE a subirne le conseguenze finanziarie.

### **2.4 Convergence**

L'analisi di rete viene realizzata su Convergence un software di simulazione sviluppato all'interno dell'azienda stessa. E' il principale strumento utilizzato per l'esercizio (dispacciamento e gestione previsionale), la manutenzione e lo sviluppo della rete.

*Convergence* utilizza, come metodo di calcolo di Load-Flow, HADES2: conoscendo le immissioni attive e reattive in ciascun nodo, nonché le tensioni nominali dei gruppi e la topologia nodale, consente di calcolare la fase e il modulo della tensione in qualsiasi nodo di rete. In particolare, tale metodo di calcolo genera uno stato di rete elettricamente coerente ed equilibrato:

- le variabili di stato come fase e tensione sono note e possiamo dedurre il flusso di potenza attraverso ciascun quadripolo<sup>9</sup>;
- le leggi dei nodi e delle maglie sono rispettate;
- la regolazione in frequenza ha agito in modo tale che i gruppi assorbano la differenza produzione / consumo, rispettando i limiti di Pmax e Pmin;
- la regolazione primaria di tensione ha agito in modo tale che la tensione sui nodi della regola rispetti il set-point di tensione e i limiti di potenza reattiva.
- perdite e criticità di rete sono individuate.

HADES modella anche l'azione dei controllori logici programmabili, nonché la regolazione di tensione e frequenza dei gruppi. In particolare, si tratta di un modello statico, che non prende in conto fenomeni dinamici. Esso determina lo stato della rete una volta che tutte le regolazioni (di frequenza e tensione) hanno agito, indipendentemente da ciò che accade negli stadi intermedi [d].

Entrando più nello specifico, l'algoritmo utilizzato da HADES per il calcolo di Load-Flow si basa su un modulo base detto "calcolo di rete", il cui obiettivo è calcolare le fasi e le tensioni in qualsiasi nodo in base alle equazioni di rete (legge dei nodi e delle maglie).

Ad ogni nodo sono associate 4 grandezze: la potenza attiva ( $P_i$ ), la potenza reattiva ( $Q_i$ ), la fase ( $\theta_i$ ) e la tensione ( $V_i$ ). Per ciascun nodo, due di queste grandezze sono imposte e le altre due vengono calcolate tramite 2 equazioni. Lo scopo del calcolo di rete è quindi quello di risolvere un sistema di equazioni a due variabili non lineari: il metodo più efficiente per risolvere tale sistema è il metodo *Newton-Raphson*. Quest'ultimo è un metodo iterativo a convergenza quadratica che tuttavia non assicura la convergenza finale.<sup>10</sup>

Un test di convergenza risulta quindi necessario: esso confronta la norma delle differenze tra le potenze calcolate e le potenze cercate con un valore epsilon vicino a 0. Più piccolo è epsilon, migliore è la precisione, ma maggiore è il numero di iterazioni. La scelta di epsilon deriva da un compromesso tra precisione e tempo di calcolo.

---

<sup>9</sup> I quadripoli sono gruppi funzionali accessibili esternamente da una doppia coppia di morsetti.

<sup>10</sup> Per una spiegazione più dettagliata consultare Appendice IV.

Per quanto riguarda l'interfaccia di simulazione, essa si compone fondamentalmente di tre sezioni :

1. Il Gestore dei dati [Figura 2.1]

È l'ambiente di stoccaggio e configurazione dei dati come le situazioni analizzate o le ipotesi di studio.

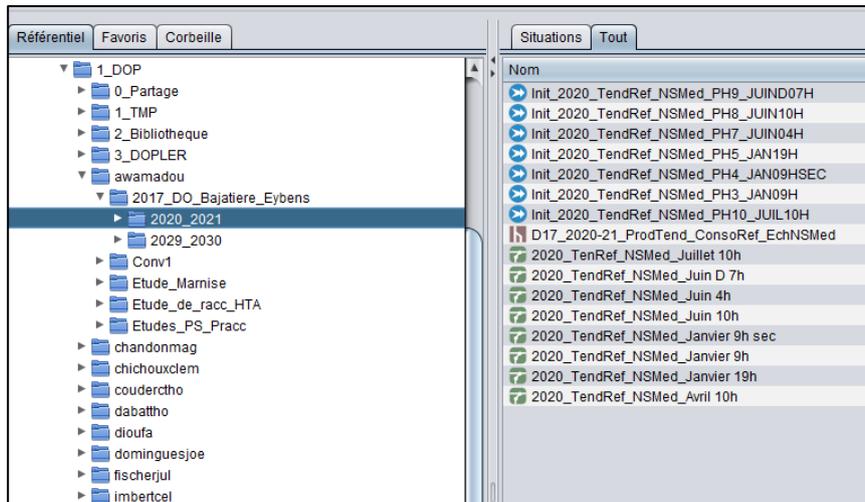


Figura 2.1 : Il Gestore dei dati in Convergence

2. L'albero delle strategie [Figura 2.2]

E' l'ambiente di strutturazione delle ipotesi sotto forma di un albero per la formulazione e lo sviluppo di ipotesi (aggiunta di gruppi di produzione o di consumo, modifica di potenze di erogazione, aggiunta di trasformatori, modifiche topologiche...).

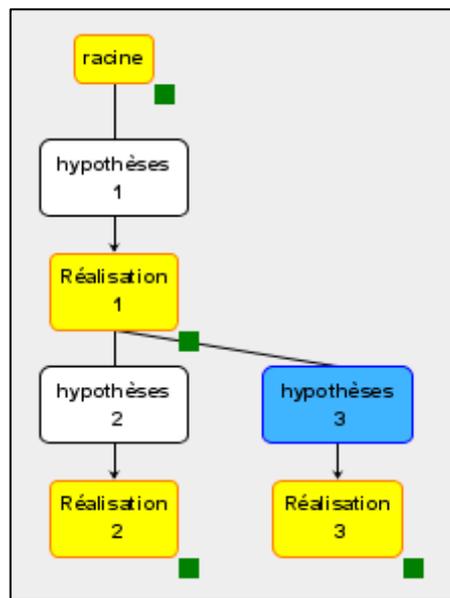


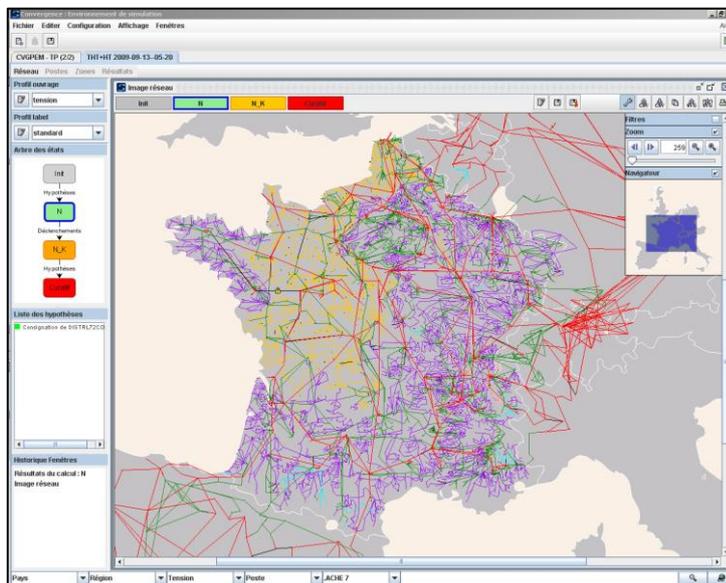
Figura 2.2 L'albero delle strategie in Convergence

### 3. L'immagine di rete [Figura 2.3]

E' l'ambiente di simulazione che permette di ottenere una rappresentazione grafica della rete.

Esso é utilizzato per

- Definire le ipotesi dello studio (topologia, tasso di avviamento di gruppi...)
- Lanciare i calcoli di simulazione



**Figura 2.3** L'immagine di rete in Convergence

Dopo aver creato le ipotesi e lanciato il programma, il calcolo di simulazione evidenzierà tutti gli eventuali componenti in criticità come mostrato in Figura 2.4.

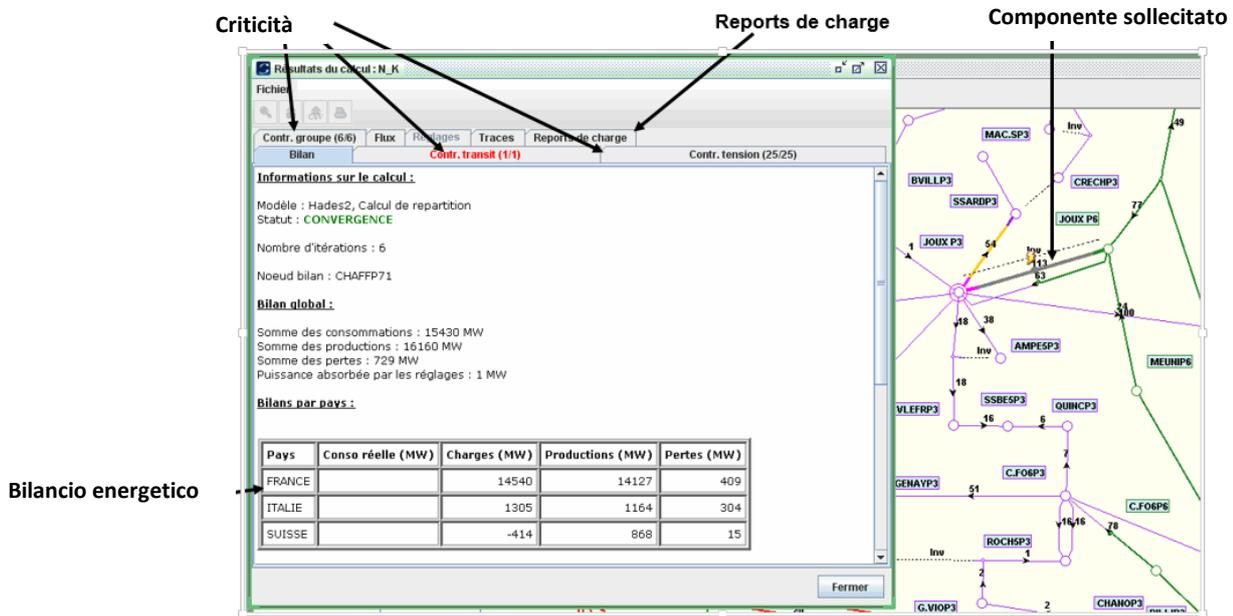


Figura 2.4 Risultati del calcolo dello status di rete

### 3. Panorama delle energie rinnovabili in Francia

RTE deve far fronte a numerose nuove sfide legate all'evoluzione del contesto energetico.

In effetti, le energie rinnovabili stanno sperimentando in Francia, come del resto in tutta Europa, una crescita molto forte in conformità agli obiettivi stabiliti dalla legge della transizione energetica per la crescita verde<sup>11</sup>. A marzo 2019, le sole filiere di eolico e solare hanno rappresentato il 91% delle nuove produzioni connesse nell'ultimo anno in Francia. La potenza totale del parco di energia rinnovabile – energia idroelettrica, eolico, solare fotovoltaico e biomasse – ammontava a 51.610 MW pari al 38% della parco di produzione totale (133 GW), per una produzione pari al 22% nel mix energetico [f] [Figura 3.1].

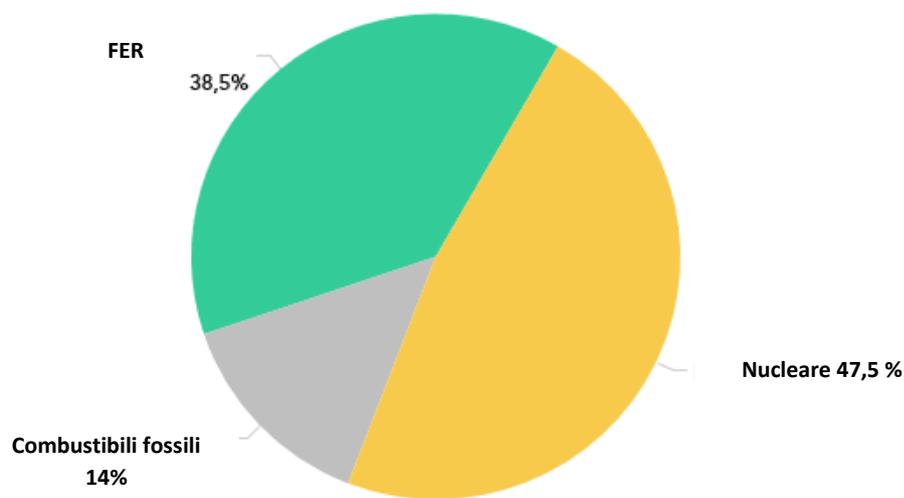


Figura 3.1 Percentuale di FER nel mix energetico francese [e]

L'obiettivo per il 2020 è chiaro: le energie rinnovabili devono rappresentare il 23% del mix energetico.

L'Unione europea ha prodotto diversi pacchetti energia-clima, una serie di direttive vincolanti atte a garantire che i paesi dell'UE raggiungano i loro obiettivi in materia di clima e energia. I temi principali riguardano il controllo dell'inquinamento atmosferico, l'integrazione delle fonti rinnovabili, la sicurezza di un mercato internazionale dell'energia e le misure da adottare per migliorare l'efficienza energetica. Il pacchetto per il clima e l'energia 2030 prevede una riduzione del 40% dei gas ad effetto serra (rispetto ai livelli del 1990) e stabilisce che le energie rinnovabili devono rappresentare il 32% del consumo finale entro il 2030. In tale contesto, le

<sup>11</sup> Approvata il 22 luglio 2015, è la legge che mira a rafforzare l'indipendenza energetica e la competitività economica della Francia preservando l'ambiente e l'uomo. Delinea inoltre le modalità per far fronte al cambiamento climatico.

reti di trasmissione e distribuzione devono continuare a evolvere per consentire l'integrazione di produzione da fonti rinnovabili:

- garantendo sempre l'alimentazione
- ricercando soluzioni di connessione ottimale dal punto di vista tecnico ed economico
- sviluppando o rafforzando la rete per realizzare i nuovi allacciamenti
- compensando l'intermittenza tipica delle energie rinnovabili
- definendo il perimetro di ripartizione dei costi tra i diversi produttori

La legge sul “Engagement National pour l'Environnement” del 10 luglio 2010 o legge “Grenelle II” traduce nella legge francese la priorità attribuita alle energie rinnovabili (EnR) attraverso un nuovo sistema di regolamentazione a livello regionale: “Le Schéma Régional Climat Air et Énergie” (SCRAE)

Lo SRCAE è elaborato dal DREAL<sup>12</sup> sotto l'autorità del prefetto regionale e convalidato congiuntamente dal consiglio regionale. Lo SCRAE contiene i dati necessari per l'elaborazione degli S3REnR, come i potenziali di installazione e la localizzazione delle risorse. È altrettanto decisivo per la stima degli ingenti investimenti nelle reti elettriche, con la duplice sfida di garantire la connessione alle fonti rinnovabili entro 10 anni, minimizzando al contempo i rischi di costi non recuperabili [g].

Gli S3REnR, sviluppate da RTE in accordo con i GRD<sup>13</sup> interessati, consentono una pianificazione dei lavori di sviluppo e rafforzamento della rete per raggiungere gli obiettivi prefissati dallo SCRAE e quindi introdurre i nuovi impianti di produzione. Essi definiscono le regole per il finanziamento delle connessioni dei produttori di energia rinnovabile, che si basano sul principio della mutualizzazione dei costi. I produttori saranno quindi responsabili per una quota basata sulla potenza della loro installazione relativa al costo di tutte le opere da creare nella regione[3.1].

$$Quota\ di\ partecipazione = \frac{Costo\ totale\ delle\ opere\ da\ creare}{(Capacità\ globale\ disponibile)} \left[ \frac{€}{MW} \right] \quad [3.1]$$

<sup>12</sup> I DREAL (Direzione Regionale per l'ambiente, la pianificazione e l'edilizia abitativa) sono servizi di decentralizzazione dello Stato francese responsabili dell'elaborazione e del coordinamento di politiche statali sullo sviluppo sostenibile, transizione ecologica, qualità dell'ambiente e rinnovazione urbana.

<sup>13</sup> Reti di Distribuzione

### *Costo per il Produttore*

$$= \text{costo della connessione fino al perimetro di mutualizzazione} \\ + (\text{Potenza desiderata} * \text{Quota di partecipazione})$$

[3.2]

Attualmente la quota di partecipazione é fissata a 51.97k€ per l'Alvernia e a 9.94 k€ per il Rodano-Alpi.

Lo S3REnR deve essere sottoposto a una valutazione ambientale e quindi all'approvazione del prefetto di regione entro 6 mesi dalla sua elaborazione.

Dopo la convalida dell'S3RENr, RTE e i GRD riservano per 10 anni i potenziali d'installazione definite negli schemi e il produttore di energia rinnovabile con una potenza superiore a 100 kVA deve collegarsi alla stazione più vicina con le capacità disponibili e pagare l'importo della quota di partecipazione moltiplicata per la potenza installata.

## **4. Le centrali idroelettriche e il loro ruolo nel contesto energetico**

L'energia idroelettrica, quando associata a una riserva d'acqua, è l'unica forma di energia pulita modulabile grazie alla sua caratteristica intrinseca di poter essere avviata o arrestata in pochi minuti, assicurando l'equilibrio permanente tra potenza immessa e assorbita sulla rete.

Il tempo di accumulo può essere più o meno lungo a seconda del tipo di impianto:

- impianti ad acqua fluente: non hanno capacità di stoccaggio e non possono regolare la portata che li attraversa.
- Impianti a deflusso regolato: sono alimentate da un serbatoio abbastanza grande da consentire un accumulo superiore a 400 ore. Queste riserve stagionali sono spesso costituite da grandi dighe.
- Impianti idroelettrici di pompaggio (STEP): il principio consiste nello scambio di una portata d'acqua tra due bacini separati da una differenza di livello. Tale trasferimento assorbe il surplus di energia prodotta (specialmente durante le ore non di punta) dalle centrali termoelettriche e nucleari, che a causa della forte inerzia termica che li caratterizza, risultano difficili da regolare in potenza.

Grazie alla loro flessibilità di funzionamento, gli impianti di pompaggio costituiscono una riserva di energia che garantisce l'adeguamento della rete anche in caso di guasto di una grande unità di produzione termica.

In Francia, l'energia idroelettrica è la seconda fonte di produzione di elettricità e la prima fonte di energia rinnovabile come si può dedurre dalla Figura 3.2.

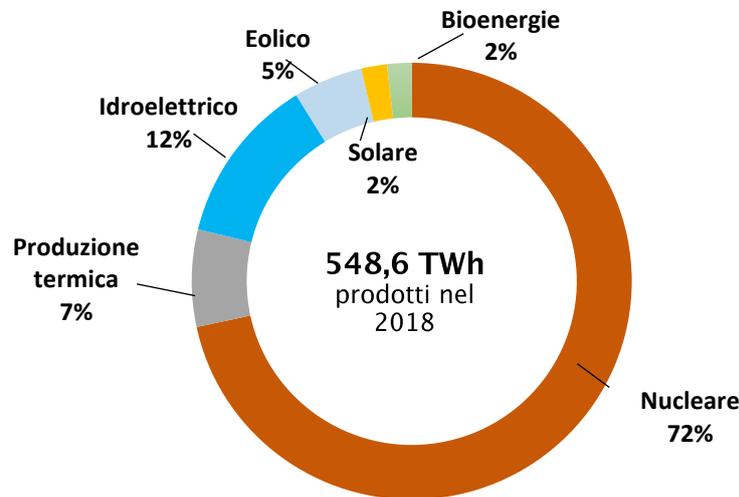


Figura 3.2 Parco di produzione francese al 31/12/2018 [b]

Nella Francia metropolitana, ci sono circa 2.300 impianti idroelettrici di varie dimensioni e potenze, di cui 433 gestiti da EDF<sup>14</sup>, la principale azienda produttrice e distributrice di energia in Francia[h].

Le riserve idriche non sono omogeneamente distribuite sul territorio francese. Le regioni Alvernia-Rodano-Alpi, Occitania e Provenza-Costa Azzurra rappresentano da sole oltre il 79% della capacità idroelettrica nazionale.

La capacità installata (55-70 TWh / anno in base all'anno) è suddivisa in:

- 23.600 MW collegati alla rete RTE
- 1.500 MW sulla rete Enedis<sup>15</sup>
- 67 MW su reti di distribuzione locali.

Di questi 25 GW totali, il 57% è installato in Alvernia-Rodano-Alpi, per una produzione di circa 23,5 TWh / anno [h]. Quest'ultima possiede, dunque, il più alto potenziale di produzione idroelettrica della nazione.

<sup>14</sup> Electricité de France

<sup>15</sup> Filiale 100% EDF, è responsabile della gestione e dello sviluppo del 95% della rete di distribuzione elettrica in Francia

## 5. L'elaborazione di ipotesi di produzione idroelettrica

Un'asta idroelettrica è l'insieme di centrali idroelettriche idraulicamente in cascata, in cui la generazione di energia di ciascun gruppo influenza la produzione di elettricità degli altri gruppi a valle [i].

Lo sviluppo delle ipotesi di produzione passa innanzitutto per l'identificazione delle aste idroelettriche presenti in Alvernia Rodano-Alpi. A questo scopo, è stata utilizzata la mappa delle aste idroelettriche S.E.RAA<sup>16</sup>. Ogni zona avrà le sue ipotesi di produzione associate  $P = P_{\text{imposta}} = P_{\text{max\_osservata}}$ , che verranno impostate per tutte le unità idroelettriche HTB<sup>17</sup> nell'area, quindi otterremo un tasso di avviamento medio per ogni centrale idroelettrica da utilizzare negli studi di allacciamento.

### 5.1 Il modello precedente

Il mio compito è stato quello di mettere in discussione le vecchie ipotesi di produzione idroelettrica per costruire ipotesi più rigorose e affidabili.

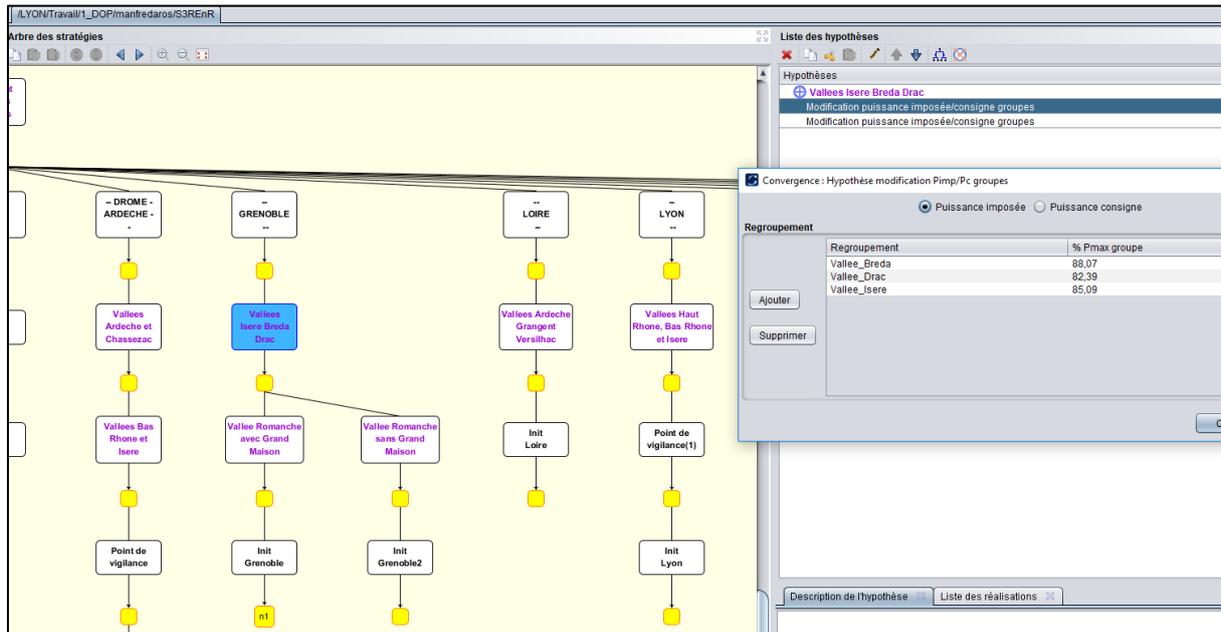
Il modello utilizzato in precedenza considerava le aste idroelettriche come indipendenti le une dalle altre e selezionava per ciascuna di esse la massima potenza storica osservata negli ultimi 5 anni e registrata in corrispondenza dei mesi estivi. Questo perché gli studi di connessione di produttori si eseguono nelle condizioni di massima criticità, vale a dire quando la produzione è massima e la richiesta di energia è minima, e di solito ciò si verifica in estate.

Inoltre, per ogni asta, calcolava e imponeva un tasso medio di avviamento come mostrato in Figura 5.1, senza tener conto del contributo specifico di ciascuna centrale dell'asta.

---

<sup>16</sup> Documento S.E.RAA "Système électrique Rhône-Alpes Auvergne", RESERVOIRS ET CENTRALES HYDRAULIQUES 19/04/2012, J.C. BUSH. ( Appendice V).

<sup>17</sup> Verranno considerate solo le centrali connesse alla rete di Trasporto (63kV-400kV), proprietà di RTE.



**Figura 5.1** Albero delle strategie del modello precedente con tassi di avvio medi per ogni asta idroelettrica

Tale metodo risulta piuttosto approssimativo. In effetti, da un lato si rischia di sovrastimare i vincoli di rete poiché si considera la somma delle Potenze Sincrone<sup>18</sup>: ogni asta è vista come a se stante, e per ognuna è stata calcolata la potenza massima sincrona e quindi un proprio tasso di avviamento medio; dall'altro di sottostimarli considerando i massimi solamente nei mesi estivi: infatti i massimi si riproducono senza regolarità durante l'anno (come vedremo) e nulla impedisce che un massimo in un qualsiasi altro momento dell'anno non possa riverificarsi in un mese estivo o viceversa.

Inoltre, il modello considera le centrali appartenenti alla stessa asta idroelettrica come necessariamente legate anche dal punto di vista elettrico. Per di più, non prende in conto tutte quelle centrali che pur essendo al di fuori dell'area di studio possano avere un'influenza su di essa.

<sup>18</sup> E' il valore massimo della somma delle potenze di ciascun impianto idroelettrico che contribuisce a tale valore con una certa potenza, che non è detto sia massima per tale impianto ( vedi il paragrafo 5.2).

## 5.2 Metodologia

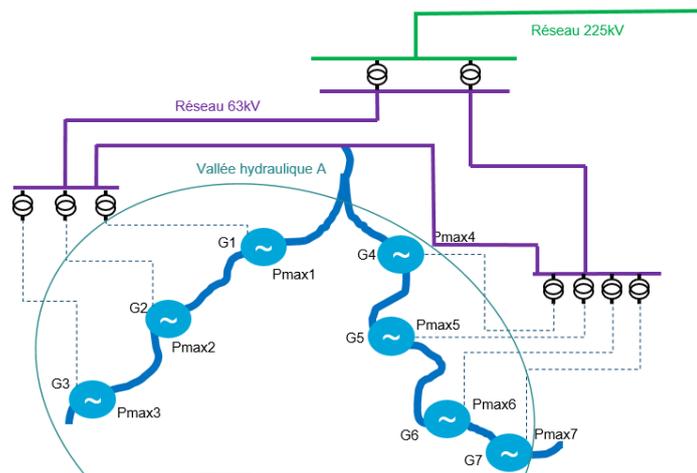
Per determinare il tasso medio di avviamento di una centrale idroelettrica ci si basa, come per il vecchio modello, sul suo funzionamento storico: è interessante conoscere quando tutti i gruppi interdipendenti da un punto di vista elettrico (non è detto che facciano parte della stessa asta idroelettrica, anche se in linea di massima é così) raggiungano contemporaneamente una produzione massimale, un concetto che va sotto il nome di Potenza Massima Sincrona. Grazie ai dati fornitici da *Histoclic*, una base di dati che fornisce dati storici relativi alle produzioni, domanda energetica, flussi di potenza e così via, possiamo avere accesso alla produzione storica dei differenti gruppi.

Una delle prime problematiche riscontrate è la determinazione un intervallo di tempo che sia rappresentativo del comportamento dell'insieme delle centrali prese in conto. Il capitolato d'appalto specifica di considerare gli ultimi 5 anni che siano rappresentativi, vale a dire che non includano periodi di siccità o di manutenzione prolungate che possano aver impattato in modo significativo la producibilità.

Nel caso di anomalie in una delle annate considerate si procede facendo la media esclusivamente tra le potenze che non si discostano in maniera eccessiva dal valore medio, oppure considerando un'altra annata.

La Pmax considerata per l'analisi deve essere una Pmax media delle Potenze Massime annuali e non un massimo delle Potenze Massime.

Al fine di non sovrastimare i vincoli di rete bisogna comprendere se i gruppi di una stessa asta agiscono su una rete elettrica dipendente e se essa contiene l'insieme dei gruppi la cui potenza producibile è legata. In questo caso bisogna trattare tutti i gruppi come facenti parte della stessa asta [Figura 5.2].



**Figura 5.2** Considerazione di una singola asta idroelettrica nel caso in cui le valli siano connesse alla medesima rete

Alla luce di tutto ciò, possiamo riassumere la nuova metodologia utilizzata in 6 fasi :

1. Identificare le aste idroelettriche della zona;
2. Controllare se i gruppi idroelettrici di una stessa asta sono legati tra di loro anche dal punto di vista elettrico;
3. Identificare tutte le centrali/aste idroelettriche che al di fuori dell'area di studio possono avere un'influenza sui flussi elettrici della zona: una centrale idroelettrica situata al di fuori della zona di analisi è stata definita come "impattante" se il flusso di potenza nelle linee di 63kV della zona di studio varia di almeno il 10 % della variazione di potenza imposta alla centrale idroelettrica in esame.
4. Determinare la Potenza Massima Sincrona di tutte le centrali che influenzano la zona di studio in esame, sulla base di una media sugli ultimi 8 anni di produzione (per una maggiore affidabilità delle ipotesi);
5. Analisi del contributo di ciascun gruppo alla Pmax sincrona per escludere i valori anomali (gruppi di manutenzione/guasti o periodi di siccità);
6. Calcolo del tasso medio di avviamento per impianto e per zona di influenza nel suo complesso;

## 5.6 Definizione dell'area di studio

Per costruire ipotesi di produzione affidabili, è necessario innanzitutto delimitare delle zone che siano relativamente indipendenti dal punto di vista elettrico.

Per questo, mi sono affidata alle zone di studio definite nell'ultimo S3REnR (uscito nel 2014) e illustrate in Figura 5.3.

L'area di studio copre gli 8 dipartimenti della regione Rhône-Alpes (Ain, Ardèche, Drome, Isère, Loire, Rhône, Savoie e Haute Savoie). Ogni zona sarà dettagliata separatamente per elencare le centrali idroelettriche che incidono sulla zona e per stimare la massima potenza sincrona. La regione Ain non verrà presentata perché è già stata sviluppata e studiata precedentemente.

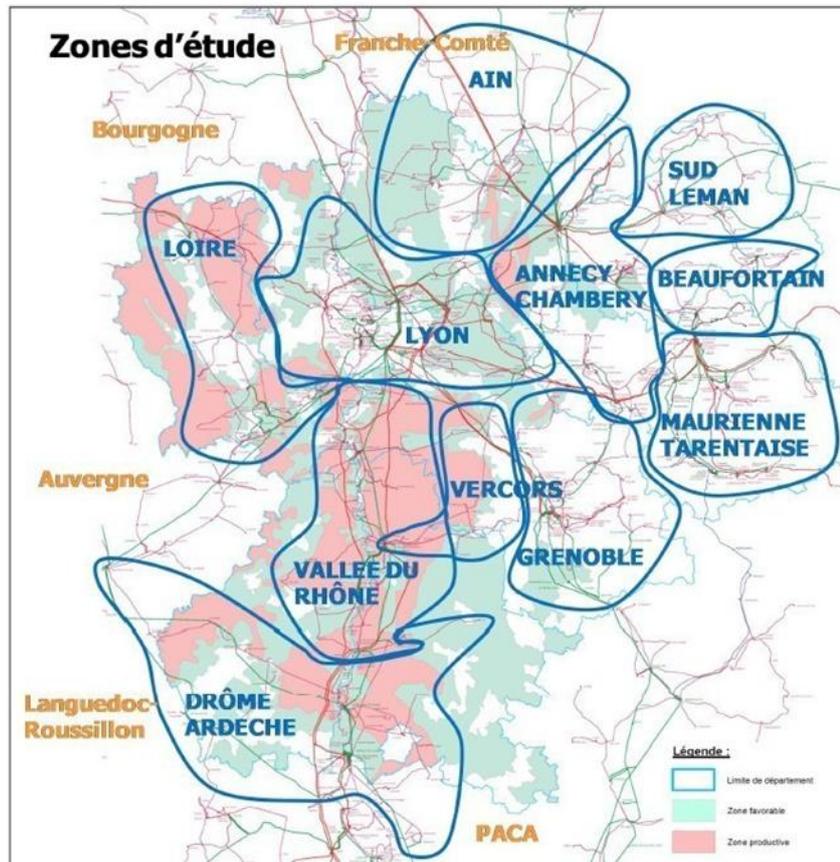


Figura 5.3 Suddivisione in sotto zone elettriche per gli studi S3REnR

## 6. Savoia e Alta Savoia

La prima regione dell'Alvernia-Rodano-Alpi ad essere analizzata include la Savoia e l'Alta Savoia [Figura 6.1], caratterizzata dalla presenza massiva di centrali idroelettriche che ne influenzano notevolmente i flussi di potenza.



Figura 6.1 Geografia dell'area di studio

In effetti, questa regione ha una potenza idroelettrica installata di 5324 MW, pari al 33% della potenza idroelettrica totale installata nell'intera regione dell'Alvernia-Rodano-Alpi.

## 6.1 Descrizione della rete elettrica

Lo sviluppo della rete elettrica nell'area è stato fortemente influenzato dall'installazione delle centrali idroelettriche nelle Alpi, molte delle quali si trovano nell'area di studio. Questo sviluppo fu realizzato in più fasi: le prime linee ad alta tensione furono costruite alla fine degli anni '20 per trasmettere l'energia prodotta dalle prime centrali elettriche nelle Alpi (come Roengers nel 1919, Belleville nel 1923 et Villard nel 1929). Tuttavia, fu solo alla fine della Seconda Guerra Mondiale (tra il 1945 e il 1960) che la rete elettrica si sviluppò in maniera particolare, con la connessione delle principali centrali idroelettriche della zona (Génissiat nel 1948, Malgovert nel 1953, Bathie nel 1960) che alimentavano Lione e Parigi. Nello stesso periodo si sono anche sviluppate le interconnessioni con la Svizzera. Alla fine degli anni '80 la rete sperimentò un nuovo periodo di crescita con la connessione delle centrali idroelettriche di La Coche (320MW) e Super Bissorte (743 MW) e lo sviluppo di ulteriori interconnessioni ai confini. Oggi la rete della zona ha mantenuto la sua funzione di trasmissione dell'energia prodotta dalle centrali idroelettriche ma deve il suo potenziamento, soprattutto agli scambi internazionali con la Svizzera e l'Italia, legati ai recenti progetti come la messa in servizio delle linee Chaffard-Grande Ile e l'interconnessione Savoia-Piemonte. Quest'ultima è un'interconnessione in corrente continua (HVDC) completamente interrata tra le sottostazioni di Grand-ile e Piosasco. Rafforzerà la capacità di scambio (fino a 4450 MW) tra Francia e Italia. La messa in servizio è prevista nel 2021.

Allo stesso tempo, lo sviluppo del turismo alpino sta portando alla costruzione di nuove infrastrutture a forte richiesta di energia (stazioni sciistiche, Ferrovia Lione-Torino e progetti ferroviari Parigi-Ginevra) che sono solo parzialmente compensati dalla deindustrializzazione delle valli.

In tabella 1 vi è un breve elenco dei principali siti di produzione idroelettrica della zona.

**Tabella 1** Principali siti di produzione idroelettrica della Savoia

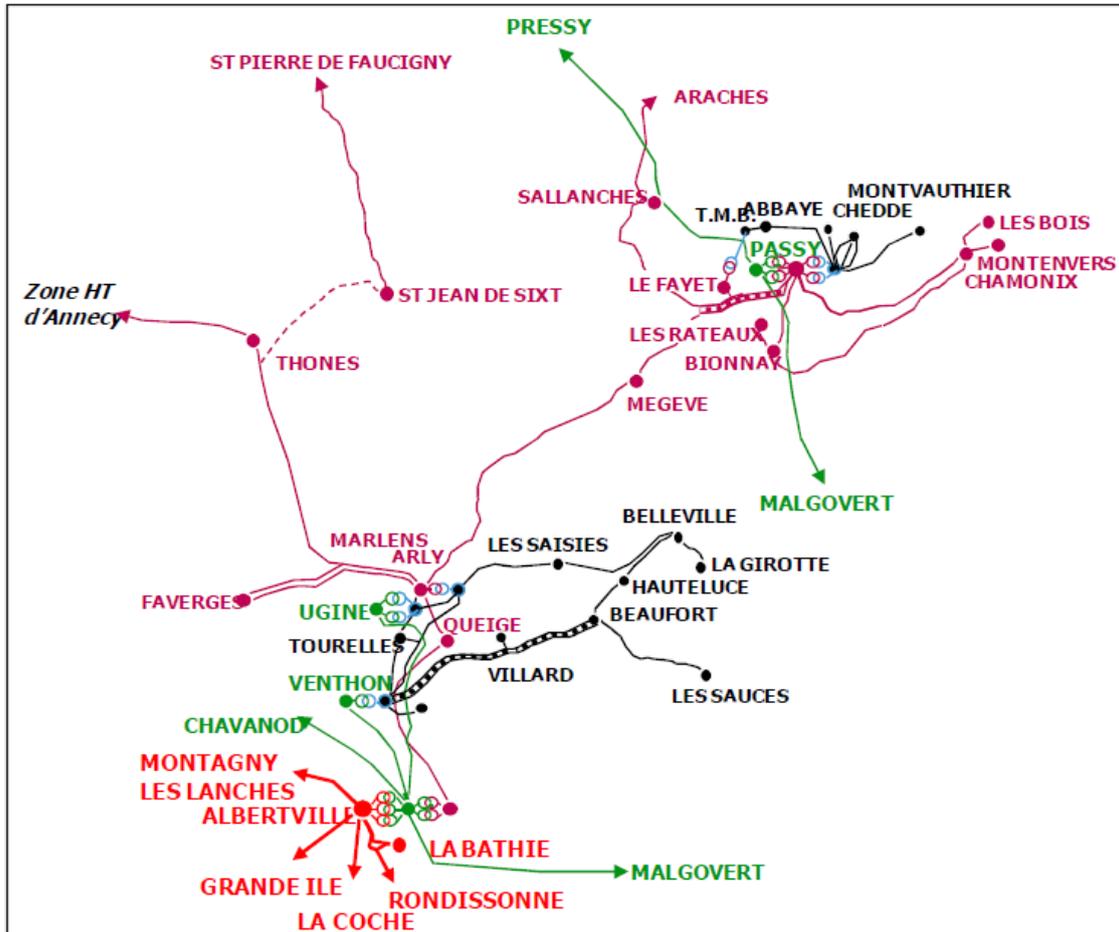
SITO	POTENZA INSTALLATA [MW]
SUPER-BISSORTE	743
COCHE (LA)	320
CHEYLAS (LE)	485
GENISSIAT	405
BATHIE (LA)	546
MALGOVERT	297
SAUSSAZ (LA)	146
RANDENS	125
AUSSOIS	90
HERMILLON	116
PASSY	104
BISSORTE	76
BREVIERES (LES)	96
ORELLE	72

## 6.2 Zona « Beaufortain »

Il « Beaufortain » è un massiccio alpino situato tra Savoia e Alta Savoia. Le principali città di questa zona sono Albertville, Megève, Chamonix e Ugine.

L'area ha tre punti di immissione da 225 kV (Figura 6.2): Passy, Venthon e Albertville. È collegata all'area del Sud Léman tramite Passy e la linea Sallanches-Araches, all'area di Annecy-Chambéry attraverso Thônes e Vignères, alla Tarentaise e Maurienne via Albertville. La zona è caratterizzata da forti richieste di energia durante l'inverno (molti resort per sport invernali) e da una forte produzione idroelettrica in estate.

Due sono le principali aste idroelettriche dell'area: la valle Doron di Beaufort e parte della valle dell'Arve. La produzione di elettricità è prevalentemente di origine idroelettrica con 335 MW di potenza installata. La produzione fotovoltaica (1,4 MW) è distribuita omogeneamente sul territorio.



Légende

	42kV
	63kV
	225kV
	400kV

Figura 6.2 Delimitazione della sottozona elettrica del Beaufortain

La Figura 6.3 mostra una modellizzazione fisica ed elettrica dell'asta idroelettrica Doron de Beaufort.

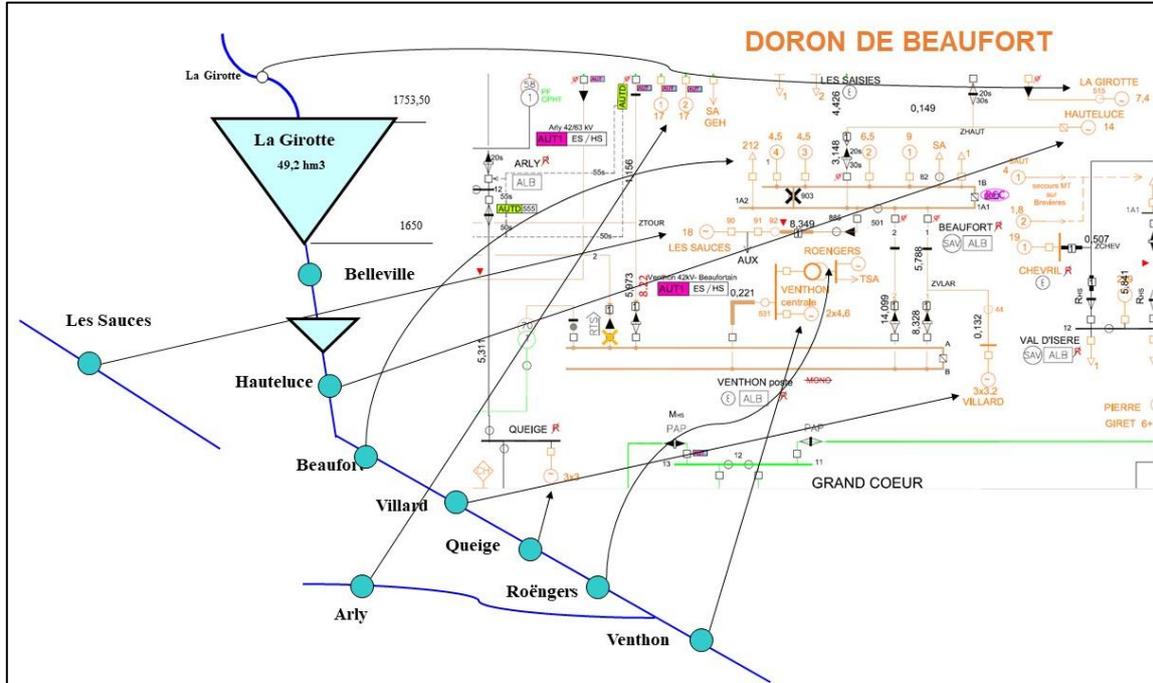
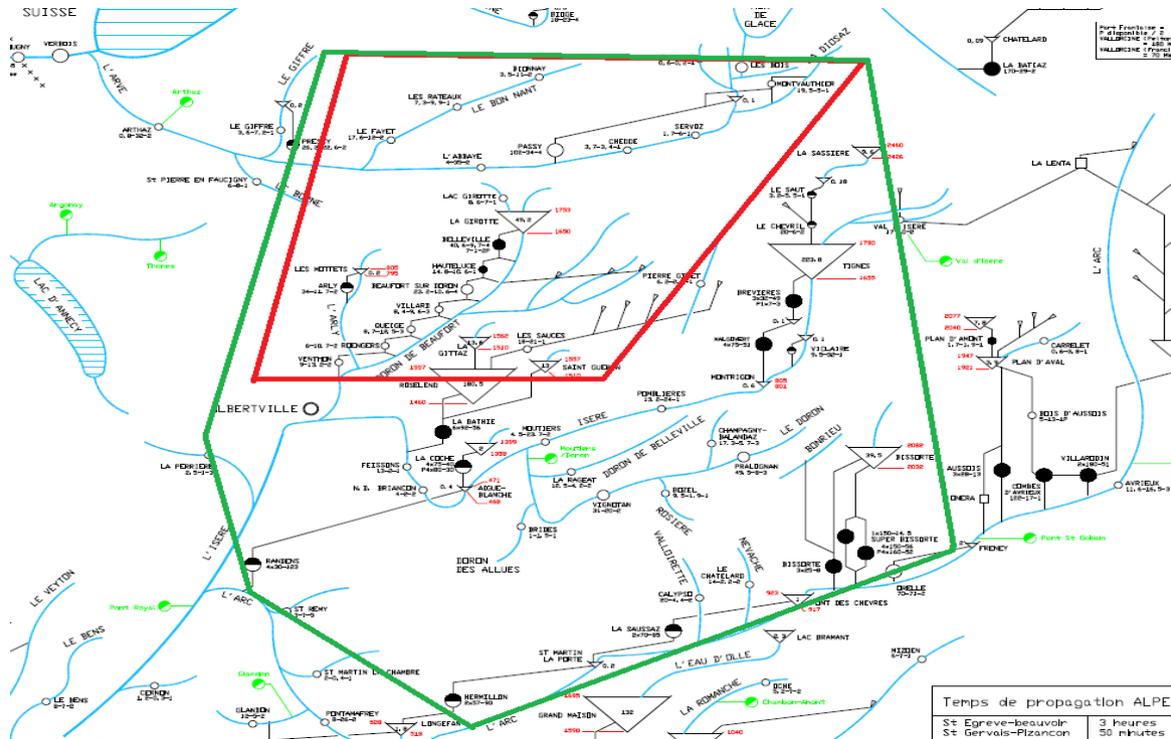


Figura 6.3 Modellizzazione fisica ed elettrica di un'asta idroelettrica della zona del Beaufortain

Una volta aver definito la zona di studio (in rosso in Figura 6.3), bisogna individuare la zona di influenza (in verde in Figura 6.3) vale a dire individuare tutte le centrali che hanno un' influenza pur essendo al di fuori della zona di studio.



**Figura 6.4** Delimitazione dell'area di studio in rosso (Beaufortain) e della zona d'influenza in verde

La zona di influenza è stata ottenuta modificando le potenze di erogazione mediante il software Convergence come descritto nel paragrafo 5.2 sulla *Metodologia*.

Mettendo insieme tutte le centrali idroelettriche che influiscono sulla zona in esame otteniamo la tabella 2. Le centrali più importanti sono quelle di La Bathie (546 MW) e Malgovert (297 MW).

Le stagioni nelle quali si verificano i Massimi Sincroni sono evidenziate secondo diversi colori: in giallo l'estate, in viola l'inverno e in arancione la bassa stagione.

La tabella mostra dei valori fortemente anomali come per la centrale di Rageat mediamente all'1% della sua potenza nominale e quella di Girotte che è al 5% della sua potenza massima. Sono valori che ci inducono dei dubbi sulla pertinenza di questi dati: forse il criterio utilizzato non è il migliore? Forse la zona di influenza è troppo grande e include dunque delle centrali idroelettriche che spostano notevolmente il Massimo Sincrono?

**Tabella 2** Tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

P. Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	P. Participa tion	Taux Dem arra ge
		05/30 11:00	01/19 18:00	12/19 15:00	01/20 10:00	12/31 09:00	01/08 18:00	01/26 19:00	11/03 20:00		
546	BATHI	360,26	547,24	551,93	506,81	465,42	438,03	538,49	526,0	491,77	90%
297	MALGO	175,36	197,35	212,94	253,31	222,26	274,54	249,82	256,8	230,30	78%
145,4	SAUS2	137,64	137,62	116,01	130,34	61,56	113,32	135,00	123,5	127,64	82%
104	PASSY	80,48	5,87	-0,18	9,40	6,81	10,50	20,87	6,55	20,07	19%
96	BREVI	29,76	48,31	51,97	62,45	60,52	67,78	66,04	71,02	61,16	60%
40,79	BOIS	34,55	0,01	4,64	0,01	3,94	0,00	0,47	8,06	12,80	31%
40,6	BVIL6	5,83	31,71	28,75	19,34	30,15	30,94	17,63	23,86	26,06	64%
35	ARLY	34,37	0,89	1,25	17,45	4,69	30,62	12,65	1,96	23,77	57%
33	VNOTA	26,69	5,20	6,75	5,12	4,90	6,74	4,70	7,15	8,41	25%
26,2	PRESS	26,46	0,00	-0,07	17,28	11,40	11,13	17,99	4,55	16,85	64%
22	BXFOR	19,73	18,84	17,53	12,76	17,85	11,12	13,59	7,39	15,92	68%
20,53	MTVAU	16,35	-0,02	-0,02	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	16,35	80%
20,1	CHEVR	18,27	18,12	0,00	11,55	11,57	0,00	0,00	0,00	14,88	74%
19,4	FAYET	19,79	0,44	1,01	1,01	0,49	2,50	1,29	1,67	19,79	18%
18,8	BIOGE	17,49	6,54	3,60	8,03	7,72	11,46	12,27	5,72	10,59	56%
18	SAUCE	18,56	4,10	-0,09	-0,08	-0,09	5,74	-0,10	5,78	8,55	38%
14,76	HAUT5	5,12	12,01	10,44	6,77	10,57	11,60	7,29	8,14	8,99	61%
13,5	VALLI	-0,04	-0,06	-0,09	6,24	4,09	3,70	-0,09	0,00	4,68	35%
12,91	FEISS	11,50	0,81	1,26	2,84	1,82	4,86	3,13	0,00	4,23	33%
12,5	RAGEA	0,29	0,07	0,05	0,06	0,00	0,07	0,07	0,02	0,09	1%
11,8	GLAND	10,84	1,63	2,25	2,89	2,40	4,63	2,68	-0,02	3,90	33%
8,7	VLARD	7,81	7,47	7,21	5,87	6,24	7,98	6,08	5,22	6,74	77%
8,51	GIROT	0,59	-0,07	-0,06	-0,01	-0,02	-0,07	0,29	-0,02	0,44	5%
8,2	QUEIG	5,99	6,81	6,79	5,96	5,97	4,20	6,03	5,08	5,85	71%
8,1	RATEA	7,20	0,00	0,11	0,00	0,00	1,03	0,00	0,39	7,20	89%
3,7	CHEDD	2,53	-0,02	-0,02	0,00					2,53	68%
3,5	BIONN	3,37	-0,03	0,12	-0,01	-0,02	0,52	0,15	0,26	3,36	25%
1,7	SERVO	1,19	-0,01	0,00	0,00					1,19	70%
3,1	ABBAYE			0,49	1,26	0,00	0,32	0,65	0,09	0,68	22%
1,77	BIOGE			-0,01	0,00	0,51	1,04	1,10	0,48	1,07	44%
1592,57		1077,98	1050,8	1024,9	1087,67	941,40	1056,13	1118,08	1070,	1069,41	67%

In arancione sono evidenziati i valori che, essendo molto bassi, non sono stati presi in conto nella media per il calcolo della Potenza di Partecipazione.

Una volta ottenuti tali risultati, le potenze delle centrali idroelettriche saranno modificate su *Convergence* secondo i valori indicati nella colonna delle Potenze di Partecipazione. Tali ipotesi di produzione verranno impiegate negli studi di connessione al fine di valutare le possibili sollecitazioni generate sulla rete dalla connessione di produttori, motivo per cui stiamo cercando la situazione più restrittiva e realistica possibile.

### 6.3 Zona Maurienne-Tarentaise

L'area della Maurienne-Tarentaise [Figura 6.5] riguarda gran parte del dipartimento della Savoia e si divide in due zone elettriche come indicato dal suo stesso nome: la Valle Maurienne e la Valle Tarentaise. L'area urbana principale è Albertville.

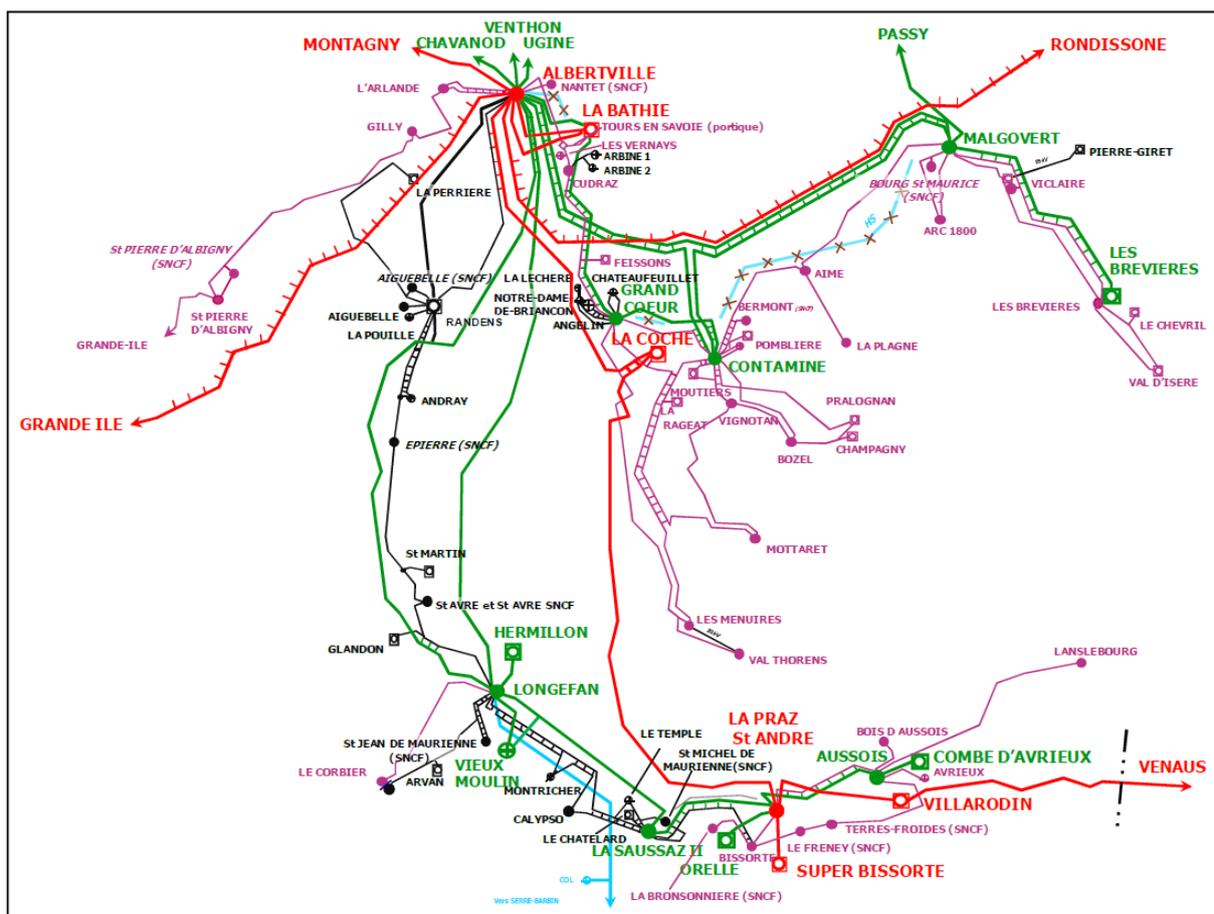


Figura 6.5 Delimitazione della sottozona elettrica della Maurienne-Tarentaise

In figura sono rappresentate in rosso le linee a 400kV, in verde le 225kV e in viola le 63kV.

- La valle della Maurienne

La zona contiene 4 punti di immissione da 225 kV: Longefan, Saussaz, La Praz St André e Aussois. Uno schema a 2 nodi è stato adottato a Bissorte e Aussois a fine di trasmettere la forte produzione idroelettrica della zona . Il volume di EnR aggiunto alla rete per lo studio S3R è di 57 MW composto da 75% di energia idroelettrica e 35% di fotovoltaico.

- La valle della Tarentaise

La zona ha 4 punti di immissione da 225 kV (più Randens 150 kV): Albertville, Grand Coeur, Contamine e Malgovert. Il volume di energia rinnovabile aggiunto alla rete per lo studio S3R è di 60 MW composto da 60% di campi fotovoltaici e 40% di idroelettrico.

La tabella seguente presenta i valori storici dal 2011 al 2018, da cui è stata calcolata una percentuale di avviamento medio per ogni impianto e infine per l'intera zona di influenza. Spesso i valori sono nulli o prossimi allo zero; in questo caso la media é effettuata solo tra quei valori che non si discostano significativamente dalla media.

**Tabella 3** Tabella di tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Demarrage
		11/20 19:00	01/19 19:00	02/11 19:00	07/07 10:00	02/02 19:00	07/04 10:00	12/24 18:00	01/21 18:00		
742,26	S.BIS	491,6	598,2	557,7	653,0	523,0	666,6	633,0	512,2	579,4	78%
546	BATHI	245,7	547,4	489,0	393,1	435,1	244,3	269,6	507,3	391,5	72%
485	CHEY6	343,4	0,1	345,3	439,5	385,1	429,3	359,3	204,8	358,1	74%
320	COCHE	286,0	221,2	149,7	74,7	151,6	219,3	147,6	151,3	189,5	55%
297	MALGO	217,4	197,7	143,8	0,0	215,1	0,0	265,0	265,8	217,5	73%
145,4	SAUS2	148,1	138,0	136,1	136,0	71,6	136,0	133,6	74,6	121,8	84%
124,19	RANDE	48,6	82,1	92,2	30,9	67,6	87,2	81,9	67,2	79,3	61%
115,6	HERMI	104,4	104,2	106,8	107,1	59,6	104,7	108,9	60,0	106,0	82%
96	BREVI	59,8	48,2	32,5	0,0	39,9	0,0	69,2	69,1	53,1	55%
89,54	AUSSO	53,4	28,1	40,1	1,5	-0,6	56,8	-0,5	18,5	39,4	44%
76	BISSO	62,1	61,2	29,6	29,4	0,0	61,4	0,0	60,1	38,0	50%
71,68	ORELL	59,9	33,9	33,8	50,3	23,0	63,3	29,1	50,7	56,0	60%
33	VNOTA	6,6	5,1	5,7	28,2	6,0	28,6	8,1	4,3	11,6	35%
29	ARVAN	2,1	11,2	5,2	10,1	3,3	27,9	12,0	4,2	15,3	53%
20,53	MTVAU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2	5,0	0,0	12,6	61%
20,1	CHEVR	17,7	18,3	0,0	11,2	0,0	8,4	0,0	0,0	13,9	69%
19,8	CALYP	5,0	1,1	2,7	17,2	2,1	0,0	0,0	3,4	5,3	27%
19,4	FAYET	0,6	0,4	0,0	12,5	0,0	15,8	4,5	1,1	14,1	73%
18	SAUCE	5,1	5,0	-0,1	7,2	-0,1	14,3	-0,1	1,5	6,6	37%
18	V.ISE	-0,1	0,1	0,0	4,1	-0,1	6,8	-0,2	-0,2	5,5	30%
15,8	VICLA	0,0	2,4	-0,1	7,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	4,7	30%
14	CTLAR	0,0	0,1	0,3	1,4	0,0	3,5	0,5	0,0	2,4	17%
13,55	POMBL	11,5	11,7	12,4	4,0	12,5	12,3	12,3	12,2	12,1	90%
12,91	FEISS	0,6	0,8	4,7	3,3	2,2	11,4	5,7	3,5	7,3	56%
12,5	RAGEA	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	3,7	0,1	0,0	3,7	30%
11,8	GLAND	2,1	1,7	5,5	8,3	3,0	10,9	6,5	2,9	7,8	66%
11,4	AVRIE	2,7	2,0	1,2	7,7	0,0	0,0	1,4	0,9	3,0	27%
9,6	BOZEL	4,0	0,0	0,0	0,0	4,6	7,7	4,4	3,0	5,5	58%
8,2	QUEIG	4,9	6,9	6,0	0,8	7,1	6,0	4,2	5,0	5,7	70%
8,1	RATEA	0,0	0,0	1,1	6,9	0,1	7,2	2,0	0,3	7,0	87%
6,2	P.GIR	0,1	0,9	1,4	4,2	0,0	5,8	1,9	0,3	3,8	62%
4,5	MOUTI	3,9	2,3	4,2	0,2	4,2	4,1	4,1	4,3	3,9	86%
<b>3415,06</b>		<b>2187,1</b>	<b>2130</b>	<b>2207</b>	<b>2049</b>	<b>2016</b>	<b>2264</b>	<b>2169</b>	<b>2088</b>	<b>2139,0</b>	<b>63%</b>

Le centrali che influenzano maggiormente i flussi di potenza della zona sono Super Bissorte (743 MW), La Bathie (546 MW), Cheylas(485MW), La Coche(320 MW) , e Maltovert (297 MW).

Come si può vedere, il valore massimo della potenza sincrona ricorre frequentemente sia in inverno che in estate. Questo elemento è a supporto della decisione di non aver condotto lo studio esclusivamente sulla stagione estiva.

### 6.4 Zona del «Sud Léman»

L'area di studio si trova nella parte settentrionale del dipartimento dell'Alta Savoia. Confina con la Svizzera e comprende gran parte del territorio francese di Genevois (Annemasse, Saint-Julien-en-Genevois, Thonon-les-Bains). L'area di studio [Figura 6.6]presenta tutte le caratteristiche di un territorio dinamico in cui la crescita demografica porta ad uno sviluppo molto importante delle attività presenti (commercio, costruzione...) La rete elettrica da 225 kV nell'area di studio proviene dalla stazione elettrica da 400/225 kV di Cornier, nel sud, che alimenta le sottostazioni di Allinges e Pressy da 225 kV. La rete da 63 kV si basa principalmente su immissioni da 225/63 kV di Cornier (3TR 100 MVA), Allinges (3 TR 100 MVA) e Pressy (2 TR 100 MVA e 1 TR 170 MVA).

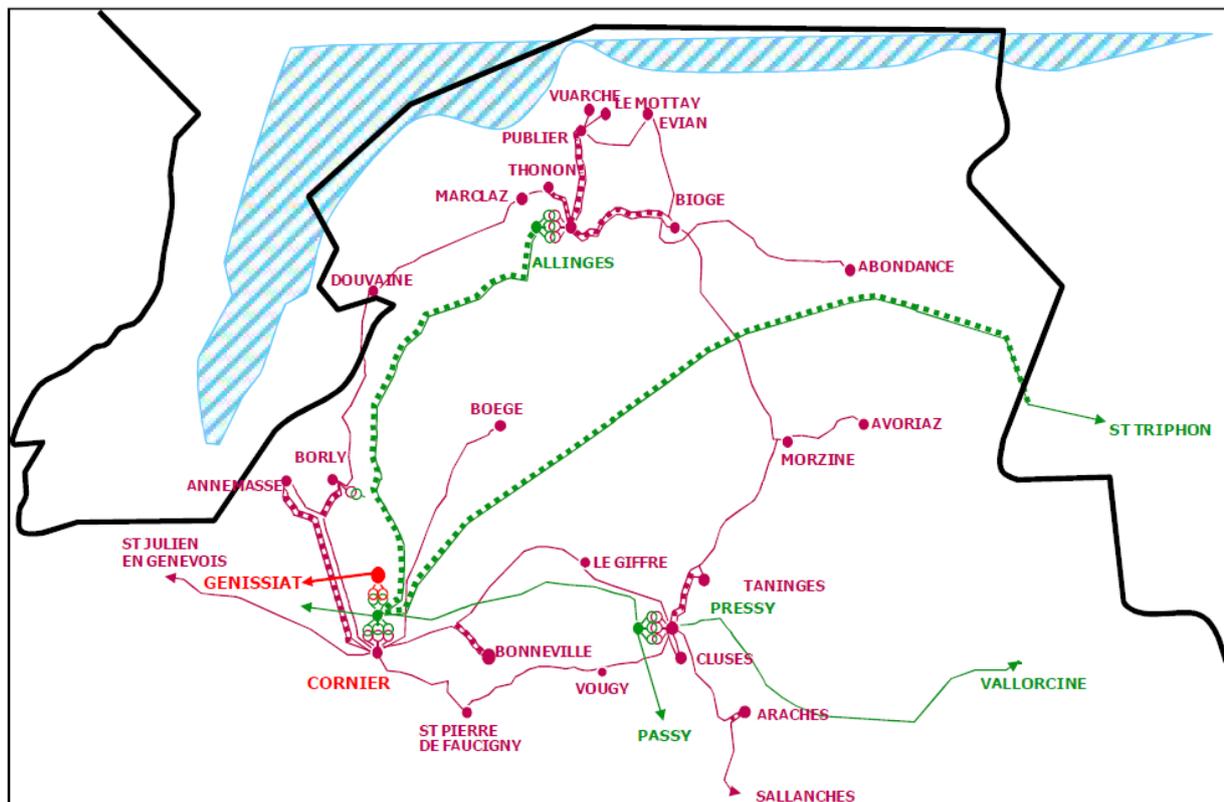


Figura 6.6 Delimitazione della zona elettrica del Sud Léman

In questa zona la produzione fotovoltaica raggiunge il 78% e quella idroelettrica il 22% per un volume totale di 125MW.

Anche in questo caso troviamo valori di potenza molto bassi per alcuni impianti, ma nel complesso il tasso di avvio della valle è piuttosto elevato (78%)

**Tabella 4** Tabella di tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Demarrage
		01/13 18:00	12/20 08:00	01/06 06:00	01/05 09:00	11/29 20:00	11/10 11:00	07/17 11:00		
297	MALGOH	290,5	284,8	287,9	269,3	273,3	270,3	289,9	280,84	95%
104	PASSYH	-0,1	-0,2	8,0	19,2	22,8	51,3	105,4	49,68	48%
96	BREVIH	68,8	71,6	75,4	68,4	80,5	80,7	76,5	74,55	78%
26,2	PRESSH	23,1	18,8	14,1	26,3	18,9	13,9	24,0	19,84	76%
20,9	HAUTEH	20,4	19,1	15,8	8,4	16,5	0,0	0,0	16,05	77%
20,53	MTVAUH	0,0	7,3	0,0	6,4	7,5	19,9	20,5	12,29	60%
18,8	BIOGEH	15,1	11,9	11,5	19,0	9,3	11,4	10,0	12,61	67%
12,5	RAGEAH	5,6	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	5,60	45%
8,2	QUEIGH	5,4	7,9	5,7	3,0	5,9	6,8	4,4	5,60	68%
8,1	RATEAH	0,0	0,0	0,0	0,6	1,4	0,0	7,1	4,28	53%
5,7	SSFAUH	0,0	0,0	3,2	5,9	0,0	5,9	4,7	3,93	69%
3,5	BIONNH	0,8	0,1	0,0	0,2	0,6	2,4	3,4	1,25	36%
3,3	GIFFRH	0,4	0,0	0,0	2,9	0,0	2,8	0,0	2,05	62%
3,1	ABBAYE			0,0	0,0	0,7	1,6	2,8	2,19	71%
1,1	BIOGE			1,1	1,0	0,1	1,0	1,0	0,84	76%
<b>631,33</b>		<b>430,0</b>	<b>422,4</b>	<b>425,1</b>	<b>433,0</b>	<b>438,5</b>	<b>470,2</b>	<b>551,4</b>	<b>493,53</b>	<b>78%</b>

Le centrali più impattanti sono quelle di Malgovert (297MW) e Brevieres (96 MW).

Ancora una volta i valori massimi si verificano in inverno, ad eccezione del 2012 (*periodo infrastagionale*) e del 2011 (*Estate*).

## 6.5 Zona di «Annecy –Chambéry »

L'area di "Annecy-Chambéry" [Figura 6.7] si estende sull'Ain, Alta Savoia e Savoia. Contiene un'asta idroelettrica sull'Alto Rodano e 3 punti di immissione a 400 kV (Génissiat, Montagny e Grande Île), nonché numerosi punti di immissione da 225 kV (St Vulbas, Bissy, Grand Ile, Marnise, Serrières).

In quest'area vi sono numerose centrali idroelettriche ad acqua fluente (Sault Brenaz, Bregnier Cordon, Bens, Fond de France, Chautagne sul Rodano, Motz e Vallières sul Fier).

Questa zona prevede entro il 2020 l'allacciamento di campi fotovoltaici (69%) e parchi eolici (15%) e energia idroelettrica (13%) per un volume totale aggiunto di 317 MW.

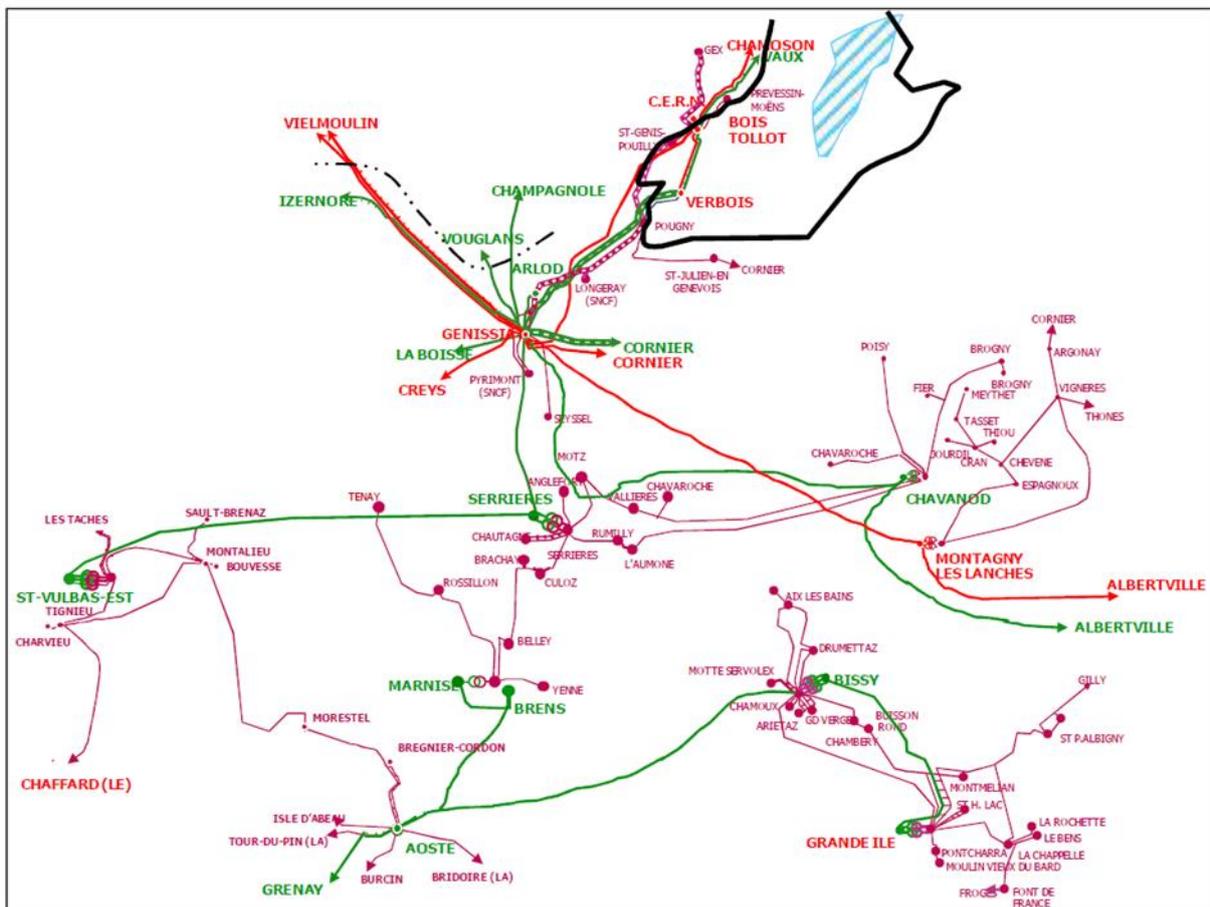


Figura 6.7 Delimitazione della zona elettrica di Annecy-Chambéry

In questa regione non vi sono presenti particolari anomalie, dunque il tasso medio di avviamento dell'intera zona risulta elevato (80%).

**Tabella 5** Tabella riassuntiva di tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

P. Inst.	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Demarrage
		01/26 11:00	12/27 19:00	02/03 18:00	05/08 21:00	07/12 12:00	05/30 11:00	12/21 17:00	12/27 18:00		
485	CHEY6	432,4	415,3	419,8	426,7	384,1	420,1	396,1	399,4	411,77	85%
405	GENIS	316,4	294,6	300,3	330,8	335,8	362,8	303,0	379,5	327,94	81%
285	VOUGL	190,3	156,3	213,9	212,4	152,1	159,9	217,4	165,5	183,50	64%
91,6	CXTAG	85,82	73,10	73,97	85,39	81,66	79,40	84,07	67,02	78,80	86%
90,8	BRENS	83,47	76,06	80,90	85,66	78,95	71,03	42,78	0,00	79,35	87%
44	S.MOR	39,50	35,74	36,16	32,25	24,98	36,31	36,92	31,30	34,15	78%
42	COISE	39,26	28,83	34,66	19,13	36,20	36,74	32,79	19,60	34,74	74%
42	SEYSS	20,00	31,16	12,00	33,92					28,36	58%
40	S.BRE	21,61	39,85	20,99	25,68	34,61	38,32	30,60	34,98	30,83	77%
35,1	F.FRA	30,08	0,03	35,47	-0,01	29,68	35,09	21,03	30,70	29,12	83%
33,6	MOTZ	29,66	20,82	28,89	22,67	29,42	23,19	28,28	7,98	26,13	78%
32	ALLEM	28,13	28,73	29,42	8,43	27,63	25,63	26,38	13,67	27,65	73%
27	MOUX	11,83	18,86	13,21	13,90	12,37	23,05	24,16	13,13	16,31	60%
26,2	PRESS	26,58	16,37	26,35	26,48	26,27	26,37	13,78	15,69	22,24	85%
22,08	BOLOZ	21,13	20,21	21,13	13,91	13,87	14,45	19,12	14,05	17,23	78%
18,8	BIOGE	19,50	14,31	13,22	10,42	19,40	19,00	11,53	12,47	14,98	80%
13,5	VALLI	13,07	9,10	9,00	10,32	11,62	9,96	9,91	-0,06	10,43	77%
10,67	PTCH5	5,58	3,72	9,30	10,73	5,70	10,80	9,90	6,69	8,85	83%
8,9	L.MOR	7,82	7,84	7,82	0,00					7,83	88%
8,75	BRIDO	6,74	4,96	0,00	6,71	6,73	5,88	5,88	0,00	6,15	70%
8,55	BENS	4,65	1,52	3,32	0,00	7,92	0,00	0,00	0,00	4,35	51%
7,2	CHAVA	4,33	4,31	0,00	0,00	7,54	-0,01	7,50	4,54	5,64	78%
5,7	SSFAU	0,00	0,00	5,94	-0,01	5,98	5,87	5,72	1,40	4,98	87%
<b>1751,05</b>		<b>1438</b>	<b>1302</b>	<b>1396</b>	<b>1376</b>	<b>1333</b>	<b>1404</b>	<b>1327</b>	<b>1218</b>	<b>1399</b>	<b>80%</b>

Le centrali che hanno un contributo particolarmente significativo sono Cheylas (485 MW), Genissiat (405MW) et Vouglans (285MW).

## 7. Presentazione della zona « Dauphiné »

Questa area di studio ricopre il dipartimento dell'Isère [Figura 7.1] e il nord dei dipartimenti di Drôme e Ardèche.

Comprende a est l'agglomerazione di Grenoble con una forte penetrazione industriale, circondato dai massicci del Vercors a ovest, la Certosa a nord, Belledonne a est e gli Ecrins a sud , nonché le diverse aste idroelettriche sull'Isère, la Romanche, il Drac e la Bourne.

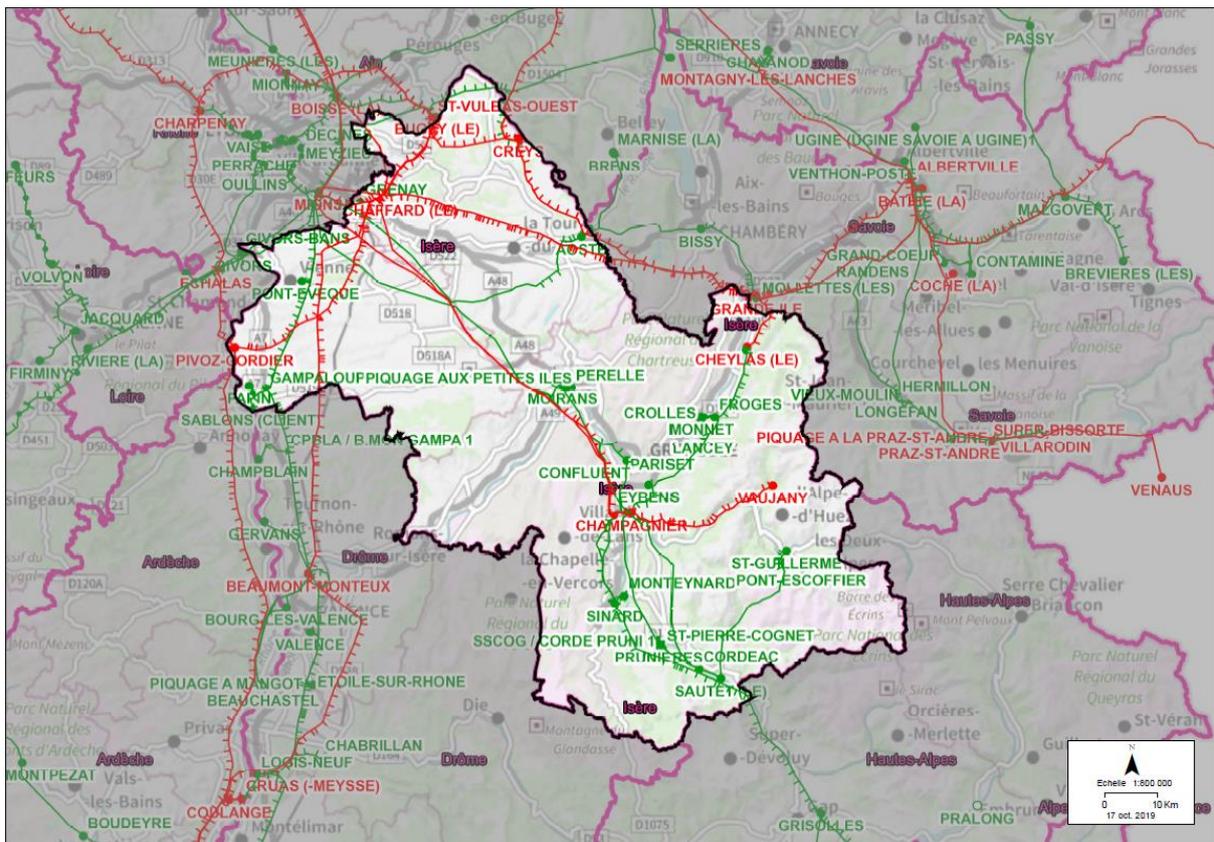


Figura 7.1 Delimitazione del Dipartimento dell'Isère

A ovest, si estende la valle del Rodano, da sud di Vienne a nord di Montélimar. Questa include l'agglomerato di Valenciana. La valle del Rodano è un importante asse di comunicazione tra il nord e il sud lungo il quale si trovano industrie e impianti di produzione idroelettrica e nucleare.

La rete elettrica è composta da linee Nord / Sud da 400kV e 225kV che trasmettono energia idroelettrica e nucleare lungo il Rodano e alimentano la zona 63kV attraverso Gampaloup, Beaumont Montoux, Valence e Logis Neuf.

Ad est, la rete è composta da un'antenna da 400kV collegata alla centrale idroelettrica di Grand Maison tramite la stazione elettrica di Champagnier 400/225/63kV. La 225kV alimenta Grenoble attraverso la linea che collega Champagnier a Mions nel nord-ovest (Pariset, Confluent e Moirans) e quella che collega Champagnier a Grande Ile nel nord-est (Eybens e Frogès). Al sud, la rete 225kV consente di trasmettere l'energia idroelettrica prodotta nella valle del Drac.

La zona di studio viene divisa in 3 sottozone :

- Vercors al Centro
- Vallée du Rhône a Ovest
- Grenoble a Nord Est (Nord de Champagnier)

Le principali produzioni della zona sono :

- La centrale nucleare di St Alban nel nord della Vallée du Rhône
- La STEP (Stazione di Trasferimento per Pompaggio) di Grand Maison à Vaujany 400kV, la più grande centrale idroelettrica di Francia, che da sola rappresenta il 9% della potenza del parco idroelettrico gestito da EDF.
- Le seguenti centrali idroelettriche :
  - della Valle del Rodano (Sablon, Beaumont, Gervans, Bourg les Valence, Beauchatel, Logis Neuf)
  - del Drac (Cordéac, Sautet, St Pierre de Cognet)
  - della Romanche (Pont Escoffier, St Guillerme, Gavet)
  - della Bourne (Pizançon, St Hilaire, Vanelle, Beauvoir, Bourne, Bournillon)

## 7.1 La zona di « Vercors »

L'area del Vercors [Figura 7.1] si trova tra l'area di Grenoble ad est e l'area della valle del Rodano ad ovest. Nell'area vi è un'asta idroelettrica la cui capacità produttiva è principalmente legata alle piogge.

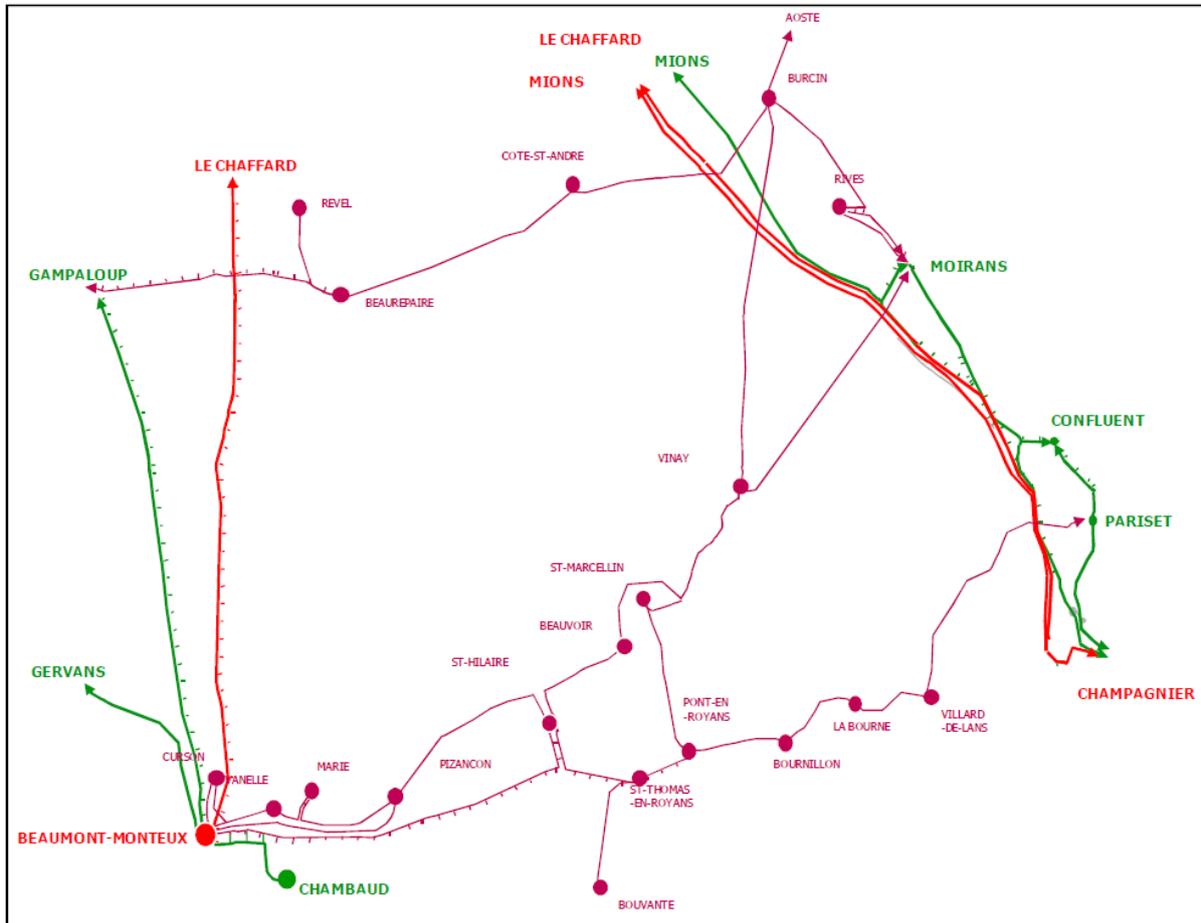


Figura 7.1 Delimitazione della zona elettrica di Vercors

Il modello "classico" di gestione della zona è un'interruzione a livello della Côte Saint André, nonché un'interruzione a Beauvoir e St Thomas en Royans. Questa modalità di gestione consente di limitare i flussi tra l'area di Grenoble e la valle del Rodano in caso di forte produzione idroelettrica. Il volume di fonti rinnovabili aggiunte nel corso degli ultimi 5 anni ammonta a 206 MW di cui 79 MW di eolico e 124,8 MW di fotovoltaico.

La tabella seguente mostra potenze di partecipazione piuttosto elevate, e quindi un tasso di avvio dell'intera zona di influenza altrettanto elevato (76%). Questa volta registriamo i valori massimi prevalentemente durante la bassa stagione e l'estate.

**Tabella 6** Tabella riassuntiva di tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Demarrage
		02/07 09:00	06/02 19:00	11/19 19:00	05/11 10:00	07/15 19:00	05/12 11:00	06/18 09:00	01/15 18:00		
366	MTEYN	291,83	297,01	328,30	338,30	288,32	322,00	322,75	303,39	311,49	85%
160,7	SABLO	129,70	68,79	119,58	148,32	154,59	151,31	113,11	149,49	129,36	80%
116	SSGUI	97,92	98,52	36,41	73,72	64,52	77,55	67,39	50,74	75,77	65%
42	PIZAN	32,43	39,76	31,92	-0,19	38,92	19,83	39,76	25,36	36,56	87%
36	SSHIL	25,57	35,05	24,34	19,18	33,77	20,75	24,62	22,59	26,67	71%
29	VANEL	15,87	22,46	10,85	0,00	24,02	15,73	18,60	16,23	17,68	61%
23	P.ROY	19,65	3,96	22,63	20,09	19,09	25,97	9,80	19,16	21,10	92%
22,5	BZNIL	12,06	6,98	23,97	22,22	19,65	22,03	10,08	21,05	21,79	77%
10,53	SASSE	3,21	0,00	10,75	6,85	5,63	10,61	6,88	10,60	8,55	81%
10,1	D.INF	7,54	8,53	0,24	1,35	5,51	6,04	8,67	4,01	6,72	67%
9	BOUVA	0,00	0,00	5,20	0,00	0,00	8,64	0,00	8,78	7,54	84%
8,75	BRIDO	4,00	0,00	6,63	3,94	6,73	4,94	0,00	0,00	5,25	60%
<b>833,58</b>		<b>639,76</b>	<b>581,05</b>	<b>620,82</b>	<b>633,78</b>	<b>660,76</b>	<b>685,41</b>	<b>621,68</b>	<b>631,40</b>	<b>634,33</b>	<b>76 %</b>

## 7.2 La zona della « Vallée du Rhône »

L'area della valle del Rodano [Figura 7.2] beneficia del contributo delle centrali idroelettriche da 225 kV costruite sul Rodano e della rete da 63 kV collegata all'Isère ( Saint-Hilaire, Pizançon, Vanelle, Beaumont)

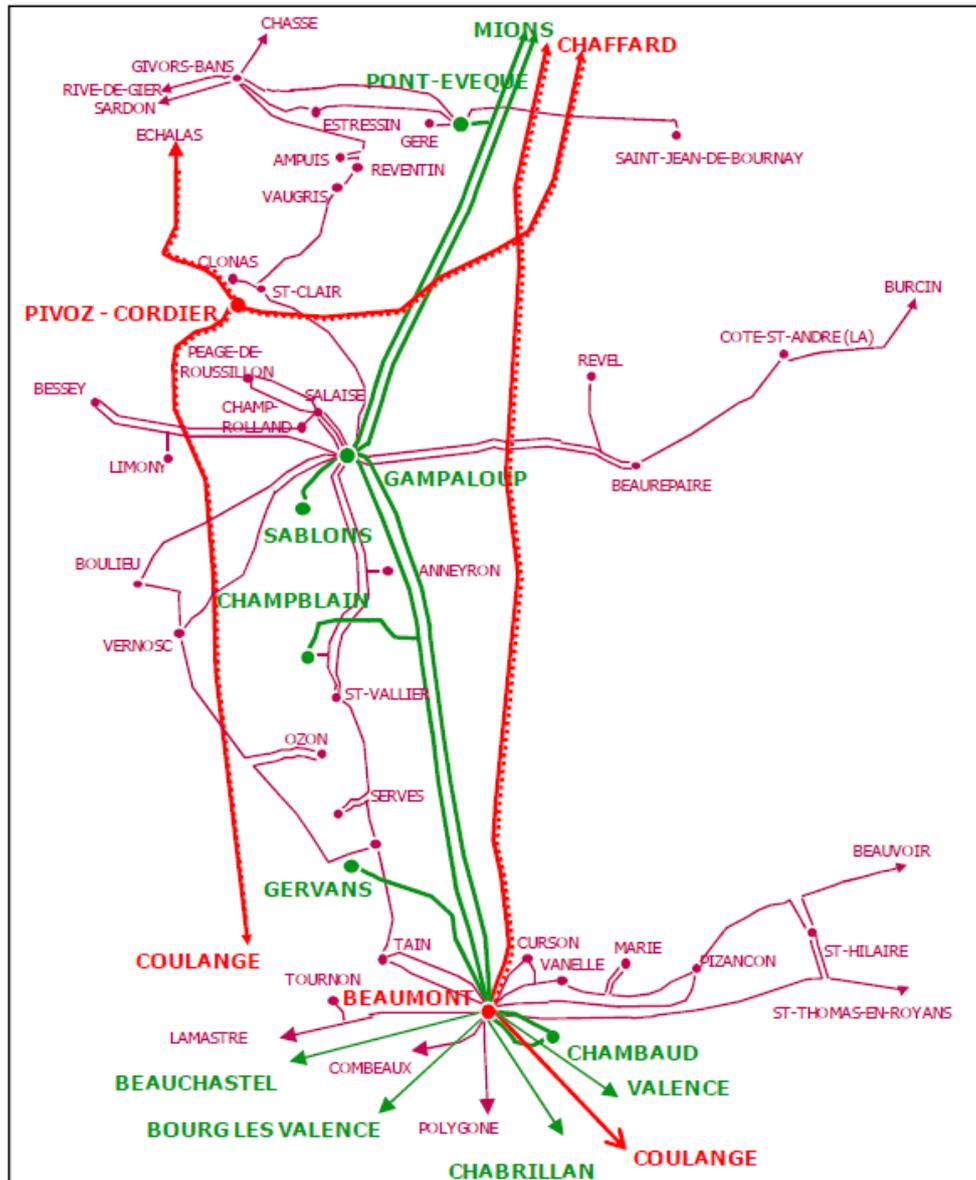


Figura 7.2 Delimitazione della sottozona elettrica della "Vallée du Rhone"

Le produzioni FER<sup>19</sup> prese in considerazione per lo studio S3RenR 2020 sono di 487 MW, costituite per il 60% da parchi eolici e per il 34% da fotovoltaico.

<sup>19</sup> Fonti di Energia Rinnovabile

La produzione della regione è influenzata dalle centrali idroelettriche elencate nella tabella 7.

I fattori di carico sono molto elevati. Di conseguenza, anche il tasso di avvio dell'intera zona di influenza risulta elevato (92%).

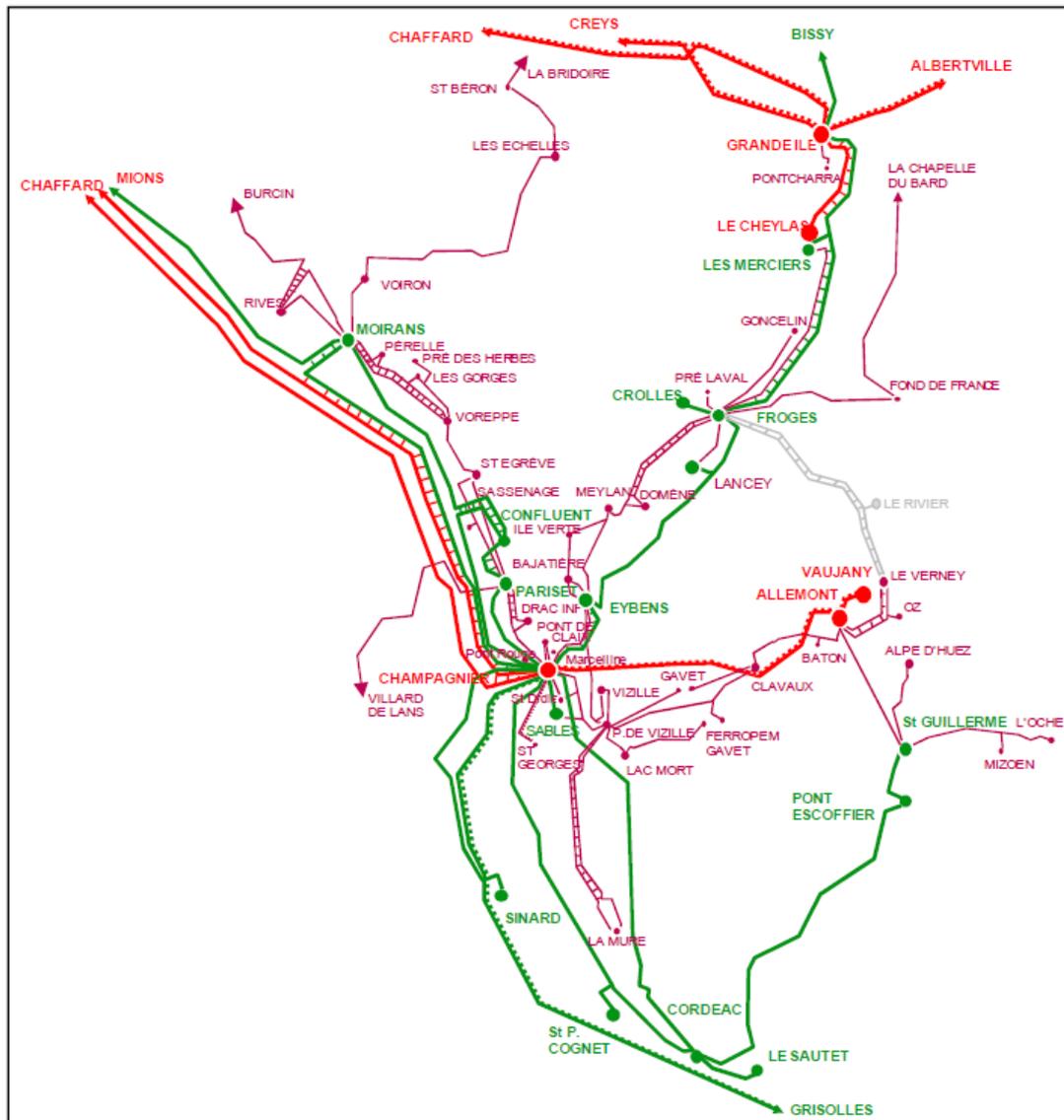
**Tabella 7** Tabella riassuntiva di tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Demarrage
		05/17 19:00	12/30 23:00	04/07 00:00	04/05 03:00	02/09 02:00	04/21 13:00	04/16 23:00	12/31 22:00		
222,8	BXCHA	211,33	210,32	209,31	211,90	211,94	209,79	182,25	211,55	207,30	93%
186	B.VAL	184,55	181,96	184,40	183,23	180,50	187,14	183,34	186,50	183,95	99%
160,7	SABLO	154,91	155,98	157,67	152,39	154,33	156,83	159,24	153,40	155,59	97%
116	GERVA	113,87	114,76	117,58	109,77	112,04	111,90	114,86	112,75	113,44	98%
61	VAUG5	41,22	50,53	37,46	34,59	48,57	52,91	54,51	52,89	46,58	76%
42	PIZAN	39,94	20,80	37,75	40,95	33,53	38,78	32,13	21,21	33,14	79%
39	BXVOI	27,24	32,53	33,05	29,69	29,86	33,68	29,23	29,07	30,55	78%
36	SSHIL	34,63	20,63	33,58	35,77	24,50	35,42	32,60	24,49	31,57	84%
29	VANEL	18,77	13,17	14,94	16,90	22,93	13,47	24,93	14,57	17,46	60%
26,3	P.ROY	21,49	22,98	21,41	22,37	21,04	26,10	26,38	26,07	23,48	89%
23	BZNIL	16,89	21,93	24,55	25,19	20,66	22,22	21,05	22,08	22,52	95%
9	BOUVA	8,93	5,22	5,14	8,88	4,99	8,68	4,81	5,22	6,48	72%
<b>950,8</b>		<b>873,78</b>	<b>850,80</b>	<b>876,83</b>	<b>871,63</b>	<b>864,91</b>	<b>896,91</b>	<b>865,33</b>	<b>859,80</b>	<b>870,00</b>	<b>92%</b>

A differenza dei casi finora osservati, i valori massimi della potenza sincrona si verificano principalmente nel periodo infrastagionale. Ciò conferma come i picchi sincroni possano riprodursi di maniera irregolare durante l'anno.

### 7.3 Zone « Grenoble »

L'area di studio [Figura 7.3] corrisponde all'agglomerazione di Grenoble (stazione di Champagnier 400/225/63 kV), nonché alle valli montuose del Drac (a sud di Champagnier) e della Romanche (a est di Champagnier). Nonostante la forte richiesta di energia, la zona è caratterizzata da una produzione idroelettrica significativa con 350 MW di produzione installata nella valle della Romanche e 220 MW sull'alto Drac. La produzione di Grand 'Maison (1600 MW) viene trasmessa sulla rete a 400 kV tramite l'asse Vaujany-Champagnier



**Figura 7.3** Delimitazione della zona elettrica di Grenoble

La produzione della regione è influenzata dalle centrali idroelettriche elencate nella tabella seguente. I fattori di carico sono alti. Di conseguenza, anche il tasso di avvio complessivo da imporre per gli studi di connessione in questa regione risulta piuttosto elevato (77%).

**Tabella 8** Tabella riassuntiva di tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Démarrage
		02/07 09:00	06/08 19:00	02/18 10:00	06/11 09:00	01/03 19:00	01/18 09:00	01/18 08:00	03/09 19:00		
1690	G.MAI	1500,62	1250,37	1461,67	1351,46	1567,17	1529,38	1427,47	1518,46	1450,82	86%
485	CHEY6	429,49	423,55	428,25	379,76	434,46	420,62	403,34	220,39	392,48	81%
366	MTEYN	291,83	308,76	236,99	156,75	236,13	308,89	289,40	234,11	257,86	70%
116	SSGUI	97,92	49,23	40,93	73,53	33,20	33,00	46,55	87,07	57,68	50%
101	SSCOG	78,76	69,50	69,54	76,23	77,46	78,30	78,74	70,31	74,86	74%
90,8	BRENS	58,00	61,92	69,04	74,21	85,06	44,69	0,00	25,06	65,49	58%
57,4	CORDE	36,81	16,12	46,17	34,14	55,14	47,01	47,52	24,51	44,46	67%
46,3	P.VIZ	5,25	19,55	27,34	45,40	10,00	43,37	14,54	8,30	30,04	47%
39	BXVOI	19,71	21,34	31,50	32,53	22,58	30,94	18,00	10,03	25,23	60%
35,1	F.FRA	34,76	0,21	29,93	0,32	-0,07	30,46	-0,03	30,74	31,47	90%
26,18	P.ROY	19,65	3,78	0,01	6,72	26,18	8,58	13,54	12,94	18,08	44%
22,5	BZNIL	12,06	1,68	12,14	2,99	20,64	19,79	-0,03	20,18	16,96	75%
21,8	VERN7	0,56	3,24	2,45	7,86	2,91	2,19	1,98	1,49	3,16	14%
13,07	LIVET	8,18	10,32	9,51	11,25	5,39	6,40	2,37	1,56	8,51	65%
10,67	PTCH5	5,56	10,23	-0,07	10,67	4,68	9,19	5,26	5,60	7,31	69%
10,53	SASSE	3,21	0,53	9,20	6,87	0,00	1,50	6,80	0,00	4,68	44%
9	BOUVA	0,00	0,00	0,15	0,00	5,03	0,00	5,27	5,19	5,16	57%
8,75	BRIDO	4,00	0,00	0,00	0,00	5,88	4,06	0,00	0,00	4,65	53%
5,3	BATON	0,07	3,13	0,01	4,13	-0,02	-0,04	-0,02	-0,02	3,63	68%
5,4	MIZOE	0,00	5,36	-0,01	5,36	-0,01	0,39	0,14	0,26	5,36	99%
4,7	OCHE	0,31	4,47	0,30	4,49	0,86	0,33	0,57	1,21	4,48	95%
<b>3164,1</b>		<b>2606,7</b>	<b>2263,2</b>	<b>2475,0</b>	<b>2284,6</b>	<b>2592,6</b>	<b>2619,0</b>	<b>2361,4</b>	<b>2277,3</b>	<b>2435,0</b>	<b>77%</b>

I valori massimi della potenza sincrona si verificano più frequentemente in inverno. Sugli 8 anni analizzati sono solo due i picchi estivi, nel 2018 e nel 2017.

## 8. Presentazione della zona del « Rhône »

L'area di studio ricopre il dipartimento del Rodano [Figura 8.1] e parte dei dipartimenti dell'Ain e dell'Isère.

La zona si estende dal nord dell'agglomerazione di Villefranche sur Saône. Confina a ovest con i Monts du Lyonnais.

Le principali agglomerazioni sono Lione e Villefranche sur Saône.

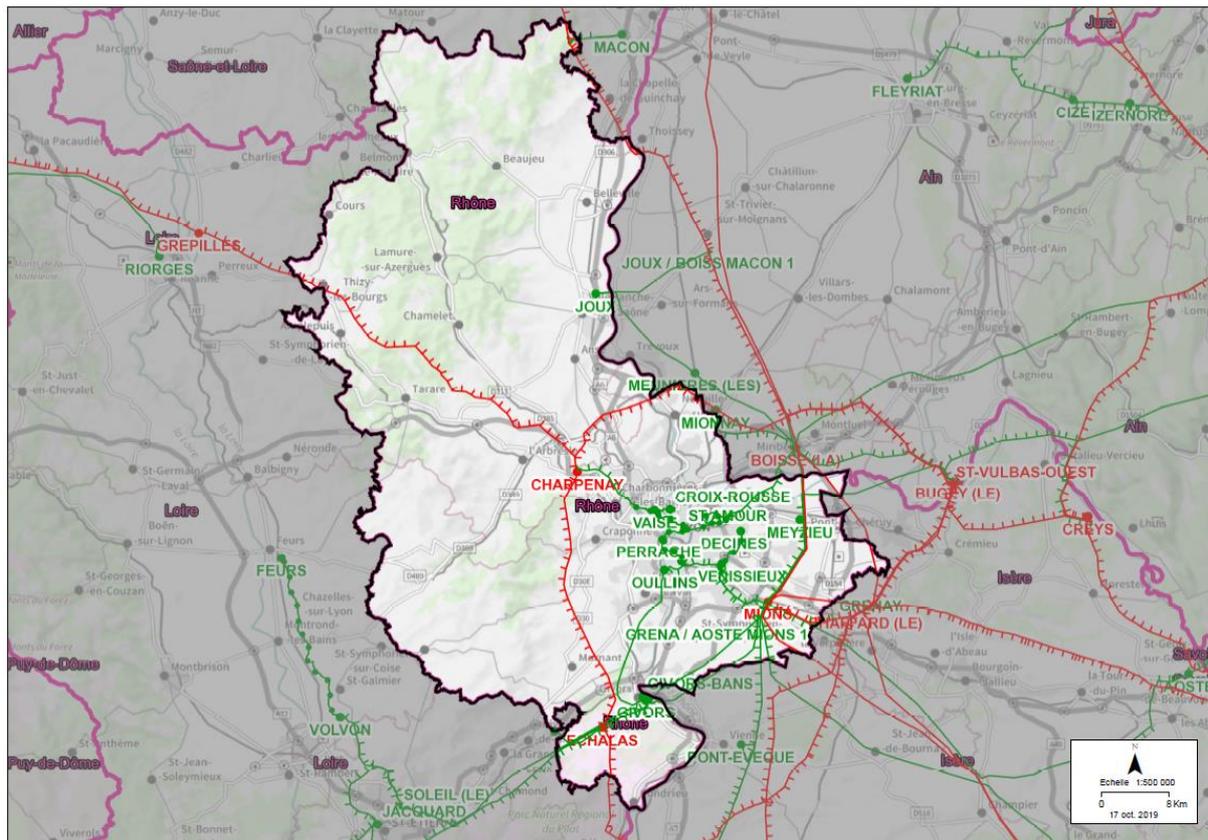
Tra il sud di Lione e Givors si estende una zona chiamata "Valle della chimica": questa zona si caratterizza per la presenza di numerose industrie di tipo SEVESO<sup>20</sup>. Le caratteristiche elettriche di quest'area sono una richiesta di energia pressoché costante (tipico delle industrie) e una scarsa produzione.

L'area di studio è densamente popolata, per lo più attiva nella parte meridionale. Le reti sono perlopiù sotterranee.

L'alimentazione dell'area si basa sulla rete da 400 kV che circonda l'area di Lione: quattro sottostazioni elettriche da 400/225 kV sono utilizzate per alimentare Gran Lyon: La Boisse, Charpenay, Mions ed Echolas. Da queste sottostazioni da 400 kV, le reti a tensione di 225 kV e 63 kV garantiscono la trasmissione di elettricità a tutte le sottostazioni della zona.

---

<sup>20</sup> il termine SEVESO fa riferimento alla pericolosità di alcune attività industriali che a seguito di incidenti possono rilasciare sostanze particolarmente nocive per l'uomo e l'ambiente.



**Figura 8.1** Delimitazione del Dipartimento del Rodano

Per quanto riguarda l'alimentazione di Gran Lyon (esclusi Givors e Grigny), essa può essere suddivisa in 3 zone:

- L'area della Croix Rousse / Vaise, che alimenta la parte nord-ovest di Lione
- L'area di Cusset / Bonneterre che alimenta l'est lionese
- L'area della Mouche / Perrache che alimenta il sud di Lione e i suoi comuni, compresa la Valle della Chimica;

La stazione 225kV Saint Amour si trova all'intersezione di queste 3 zone. Questa posizione centrale le conferisce un ruolo strategico per la sicurezza della metropoli: la stazione é alimentata da tre collegamenti, interamente sotterranei, ciascuno proveniente da un'area diversa. Tale schema funge da ridondanza in caso di indisponibilità di una di esse.

Data l'elevata richiesta energetica della zona, le sottostazioni di Lione sono principalmente sottostazioni da 225/20 kV.

Un collegamento a 63kV si trova tra le stazioni 225kV di Fly e Givors. Le stazioni ad alta tensione sono esclusivamente relative a clienti industriali, ad eccezione di Millery e Belle-Etoile (clienti ENEDIS).

Le principali produzioni dell'area di studio sono:

- il sito idroelettrico di Pierre-Bénite (80 MW installati)
- il sito idroelettrico di Cusset (65 MW installati)
- Il gruppo di cogenerazione Ramboz (50 MW installati)

### **8.1 La zona di «Lyon »**

L'area di studio [Figura 8.1.1] include l'agglomerazione di Lione e si estende oltre i limiti del dipartimento del Rodano e del dipartimento di Ain. L'area urbana di Lione è circondata dalla rete di interconnessione a 400 kV. L'alimentazione di Lione, ad eccezione della parte occidentale (Charpenay), si basa perlopiù sulle immissioni da 400/225 kV di Mions (3 AT<sup>21</sup> 600 MVA) e Boisse (2 AT 600 MW). La struttura da 225 kV è robusta con due doppi assi tra Givors e Less e tra Mions e La Boisse. Data l'elevata richiesta di energia, le stazioni elettriche di Lione sono principalmente da 225/20 kV, integrate da cabine primarie di 63/20 kV spesso alimentate da rete sotterranea da 63 kV gestita ad antenna. Nella zona, la produzione è relativamente debole ma sufficiente a soddisfare la richiesta.

---

<sup>21</sup> Autotrasformatori.

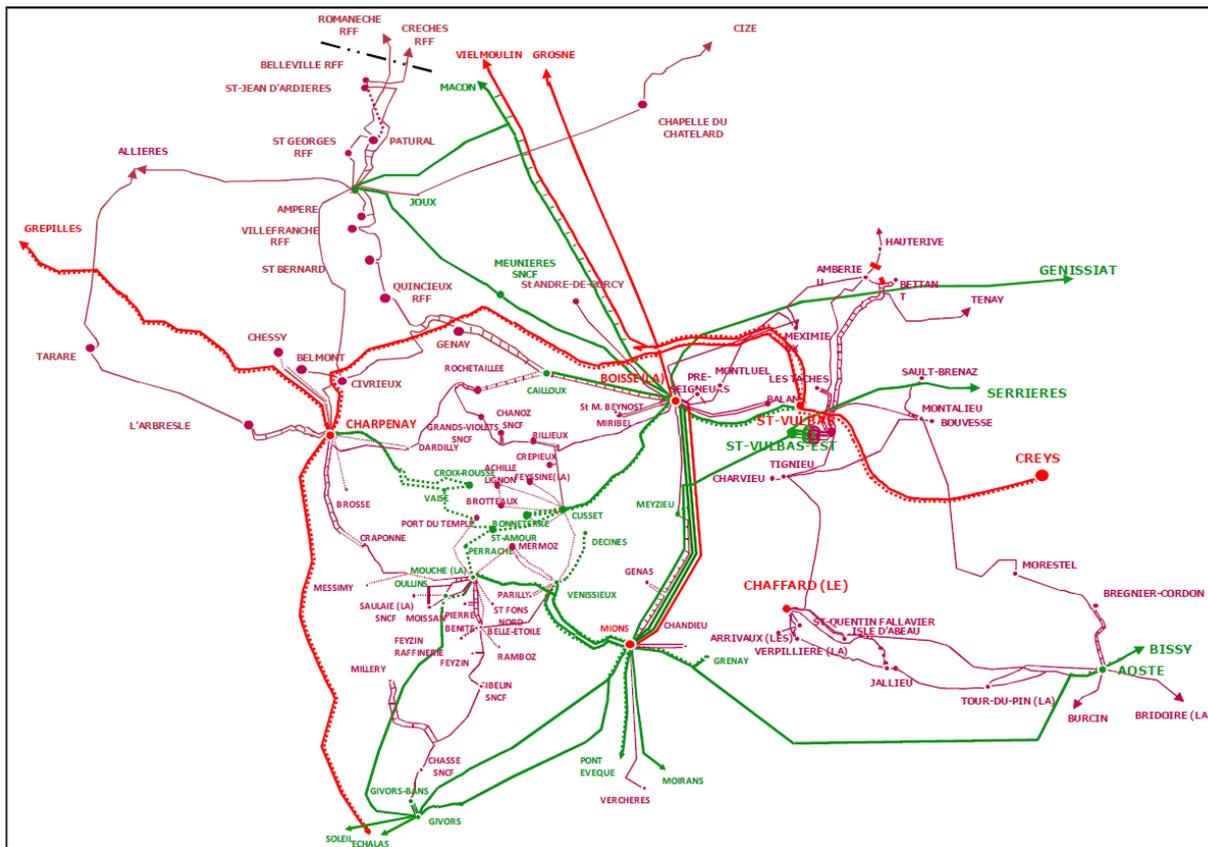


Figura 8.1.1 Delimitazione zona elettrica di Lione

Non vi sono molte centrali idroelettriche che influiscono sui flussi della zona, tuttavia i fattori di carico delle centrali che la influenzano sono alti. Di conseguenza, anche il tasso di avvio complessivo della zona di influenza è elevato (89%).

Tabella 9 Tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Demarrage
		02/16 21:00	03/02 17:00	04/06 04:00	02/24 11:00	03/07 20:00	04/27 11:00	04/23 23:00	01/09 23:00		
80	P.BENH	75,4	78,1	78,0	77,4	76,5	57,4	76,5	54,8	71,8	90%
70,4	B.CORH	66,2	63,9	60,7	60,8	55,9	66,0	65,4	65,7	63,1	90%
61	VAUG5H	53,9	57,9	40,8	57,1	56,2	58,5	56,4	52,9	54,2	89%
40	S.BREH	38,9	40,0	41,1	39,4	40,5	37,8	38,9	39,8	39,6	99%
8,9	L. MORT	7,8	7,8	0,0	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	7,8	88%
260,3		242,1	247,7	220,7	242,5	229,1	219,7	237,3	213,2	231,5	89%

I valori massimi della potenza sincrona sorraggiungono più frequentemente in inverno, ad eccezione dei due picchi fuori stagione durante gli anni 2013 e 2012.

## 9. Presentazione della zona della « Drome-Ardèche »

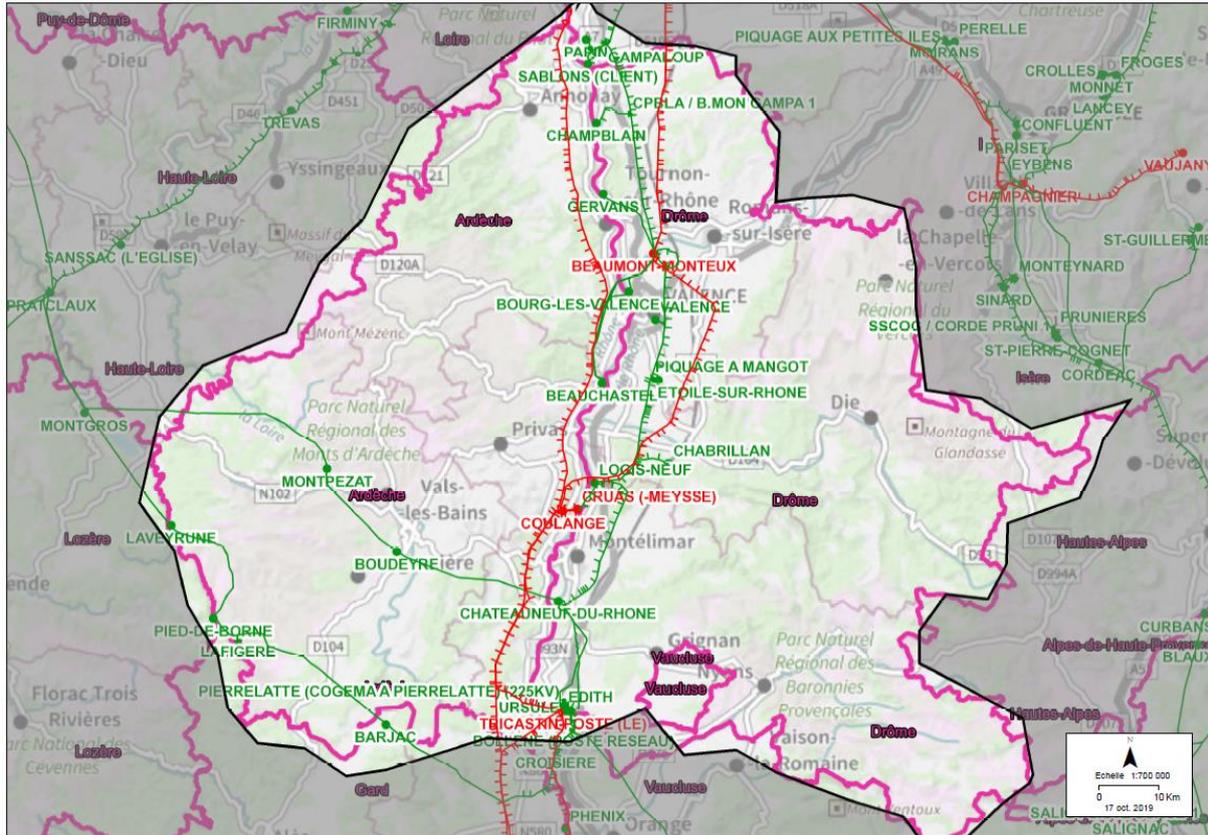
L'area studiata ricopre il sud di 2 dipartimenti della regione Rodano-Alpi: l'Ardèche e il Drôme [Figura 9.1].

I principali centri urbani si trovano nella valle del Rodano. I principali centri economici sono orientati verso il terziario e la piccola e media industria. La grande industria è presente con un polo energetico nel sud orientato piuttosto verso attività nucleari sul settore di Pierrelatte / Tricastin.

Nel resto dell'area, che è più rurale, si stanno sviluppando attività economiche nei settori dell'agroalimentare, della produzione agricola, dell'artigianato e dei servizi alla persona, nonché del turismo.

La regione ha un forte potenziale turistico grazie a paesaggi iconici come il Pont d'Arc. Il patrimonio naturale è una componente forte dell'identità del territorio. L'area comprende il Parco Naturale Regionale dei Monts d'Ardèche e parte del Parco Nazionale delle Cévennes e del Parco Naturale Regionale del Vercors.

L'area ha un'importante rete idrografica, costituita dalle aste della valle del Rodano, della valle dell'Ardèche (intorno a Montpezat) e della valle di Chassezac (intorno a Pied de Borne).



**Figura 9.1** Delimitazione dei Dipartimenti della Drome e dell'Ardeche

Questa zona presenta un potenziale di produzione rinnovabile pari al 23% del parco di produzione installato nell'intera zona, di cui il 19% sono installazioni fotovoltaiche e il 62% é di origine idroelettrica.

## 9.1 Descrizione della rete elettrica

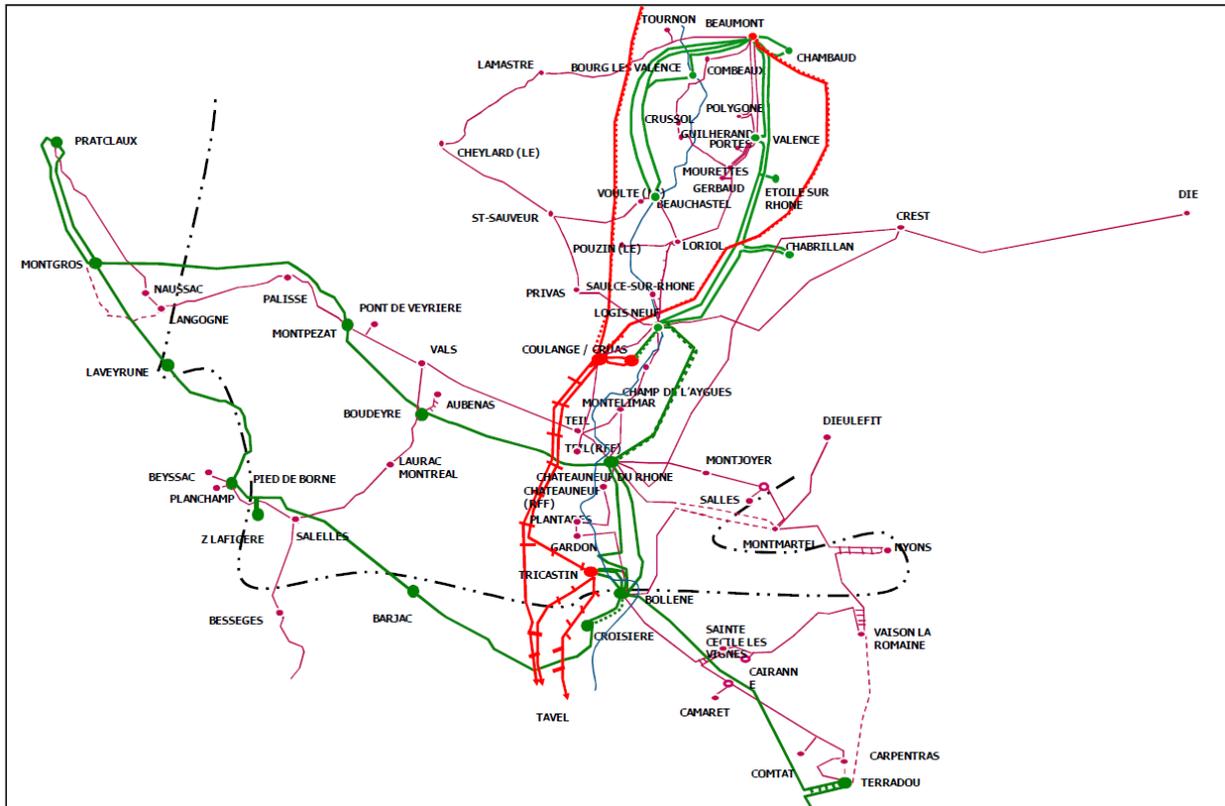
La zona di studio [Figura 9.1.1] è suddivisa in due sottozone:

- Sud Ardèche

Due assi trasversali da 225 kV collegano le sottostazioni Montgros (costruzione prevista per il 2019) alle sottostazioni Chateauneuf du Rhône (asse nord) e Bollène (asse sud). L'asse nord è utilizzato per trasmettere la produzione idroelettrica dei gruppi dell'Ardèche mentre l'asse sud trasporta la produzione idroelettrica dai gruppi di Chassezac. La zona è alimentata dalle cabine di trasformazione 225/63 kV a Boudeyre, 225/63 kV a Montpezat e 225/63 kV a Pied-de-Borne tramite la rete magliata di 63kV.

- Drôme-Vallée du Rhône

La rete a 400 kV è costruita parallelamente al Rodano tra le sottostazioni Coulange e Tricastin. Il suo ruolo principale è quello di trasmettere la produzione di centrali nucleari nella valle del Rodano: Cruas, collegato alla stazione elettrica di Coulange, e Tricastin collegato all'omonima stazione.



**Figura 9.1.1** Delimitazione della zona elettrica della “Drome-Ardeche”

La rete da 225 kV, anch'essa costruita parallelamente al Rodano tra le sottostazioni Logis-neuf e Bollène, sostiene la rete da 400 kV. Essa ha lo scopo di trasmettere la produzione di centrali idroelettriche collegate alle sottostazioni Logis-Neuf, Châteauneuf du Rhône e Bollène.

L'alimentazione della Drôme si realizza grazie ai trasformatori 225/63 kV della stazione elettrica di Logis-Neuf, ai trasformatori 225/63 kV della stazione di Châteauneuf du Rhône e ai tre trasformatori 225/63 kV della stazione di Bollène.

I gruppi nucleari disponibili nell'area di studio sono le centrali nucleari di Cruas (4 \* 900MW) e Tricastin (4 \* 900MW). I giacimenti di FER in quest'area (e inclusi nella S3REnR Rhône-Alpes) hanno un volume di 643 MW, con una produzione fotovoltaica che rappresenta il 36% e produzione eolica il 62% del totale.

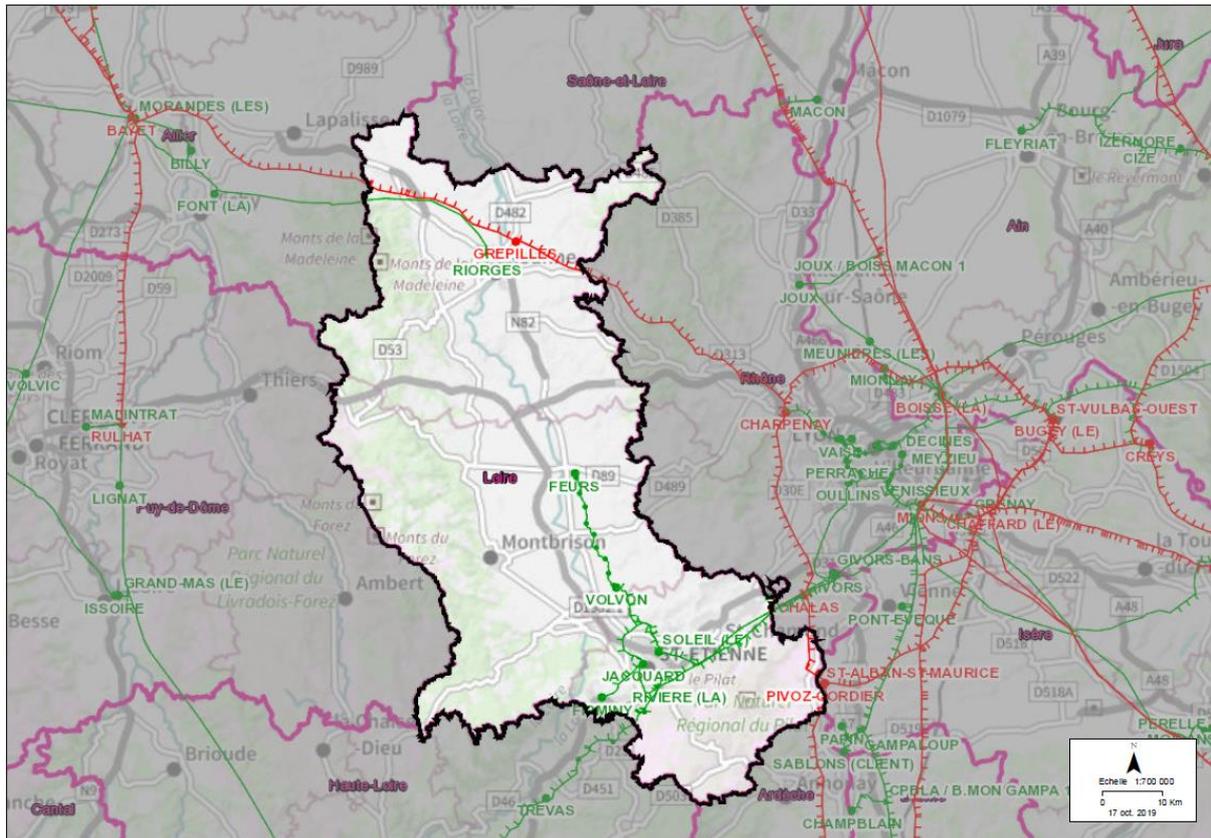
**Tabella 10** Tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate).

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participat ion	Taux Démarrage
		03/19 00:00	03/10 20:00	04/08 18:00	01/19 18:00	01/22 22:00	11/22 09:00	01/25 19:00	01/15 19:00		
345	BOLLEH	322,03	332,62	333,48	329,69	330,06	290,04	328,76	329,08	324,47	94%
285	C.RHOH	253,48	257,29	263,37	252,80	253,84	256,08	255,51	250,29	255,33	90%
222,8	BXCHAH	199,45	194,63	211,15	202,99	211,20	210,19	211,88	210,21	206,46	93%
186	B.VALH	176,35	186,92	182,88	180,54	179,95	182,49	185,56	182,02	182,09	98%
131,8	MTPEZH	107,53	83,75	104,66	94,76	110,66	93,82	85,86	106,34	98,42	75%
109,4	P.BORH	109,08	47,57	110,29	102,91	104,62	95,66	54,52	93,39	102,66	94%
74,1	GRANDH	47,83	49,24	45,23	56,84	61,37	54,29	42,99	61,65	52,43	71%
38,9	LAFIGH	34,83	17,82	34,89	34,47	34,54	32,67	19,88	32,22	33,94	87%
30,3	BEYSSH	24,39	21,58	24,04	20,34	23,27	22,58	22,35	22,03	22,57	74%
23	P.ROYH	20,28	22,34	9,56	12,71	20,38	19,51	12,90	20,97	20,69	90%
16,27	A.NORH	9,76	10,16	5,95	6,05	14,83	10,83	10,80	5,73	10,35	64%
15,2	SALELH	13,37	8,15	13,13	11,59	13,77	12,16	7,58	13,54	12,93	85%
13,6	VERSIH	12,39	12,63	3,97	0,00	0,00	0,00	11,67	6,75	9,17	67%
9,25	VENDEH	9,13	9,15	9,14	9,14	0,00	0,00	9,11	9,30	9,16	99%
3,5	P.VEYH	3,18	2,75	3,37	3,32	2,82	3,00	2,10	2,24	2,85	81%
2,08	P.LIGH	1,79	1,85	1,89	1,90	1,94	1,09	0,93	1,83	1,75	84%
<b>1506,2</b>		<b>1344,8</b>	<b>1258,4</b>	<b>1356,99</b>	<b>1320</b>	<b>1363,2</b>	<b>1284,3</b>	<b>1262,37</b>	<b>1347,5</b>	<b>1317,24</b>	<b>87%</b>

La produzione del territorio è influenzata dalle centrali idroelettriche elencate nella tabella sottostante. I fattori di carico sono elevati. Di conseguenza, anche il tasso globale di avviamento è elevato (87%).

## 10. Presentazione del territorio del « Forez-Roanne »

L'area di studio [Figura 10.1] ricopre il dipartimento della Loira.



**Figura 10.1** Delimitazione del Dipartimento della Loira

La pianura del Forez si estende dal nord dell'agglomerato di Saint-Etienne fino alla regione di Roannais. Confina ad est con le montagne di Lione e ad ovest con le montagne del Forez. Il fiume Loira è una separazione geografica est-ovest. Le principali aree urbane sono St Etienne (prefettura della Loira - 170.000 abitanti), Roanne (sotto-prefettura della Loira - 35.000 abitanti) e Montbrison (sotto-prefettura della Loira - 15.500 abitanti), integrate dalla città di Feurs (8.000 abitanti) nel centro della pianura. A sud, intorno all'aeroporto di Andrézieux-Bouthéon, si è sviluppata una forte presenza industriale.

La valle del Gier è situata tra gli agglomerati di Givors e St Etienne. Confina a nord con il Parco Naturale Regionale Pilat e comprende le principali vie di comunicazione (A47, ferrovia).

L'area di studio è scarsamente popolata, relativamente inattiva e attualmente senza richieste di connessione da parte di clienti.

Essa presenta un forte potenziale di produzione rinnovabile pari all'80% del parco di produzione totale installato nell'area, di cui il 29% sono installazioni fotovoltaiche e il 50% è di origine idroelettrica.

### **10.1 Descrizione della rete elettrica**

L'area è alimentata a nord dalla stazione elettrica 225/63kV a Riorges, 400/63kV a Grépilles (2 trasformatori), al centro dalla 225/63kV a Feurs, a sud dalla 225/63kV a Rivière, Soleil e Volvon e ad ovest dalla 400/225kV a Echaldas e 225/63kV a Givors [Figura 10.2].

La rete a 63 kV segue un asse nord/sud e risulta non particolarmente diramata nella Loira. Feurs è un punto di equilibrio che garantisce che la rete sia distribuita su tutto il territorio. La rete 63kV è presente anche lungo un asse est/ovest nella valle del Gier.

La rete di 225kV e 400kV segue un asse est/ovest ed è presente principalmente a sud nella valle del Gier.

Le principali produzioni nell'area di studio sono:

- il sito idroelettrico di Grangent (32 MW installati)

- il sito idroelettrico di Villerest (60 MW installati)

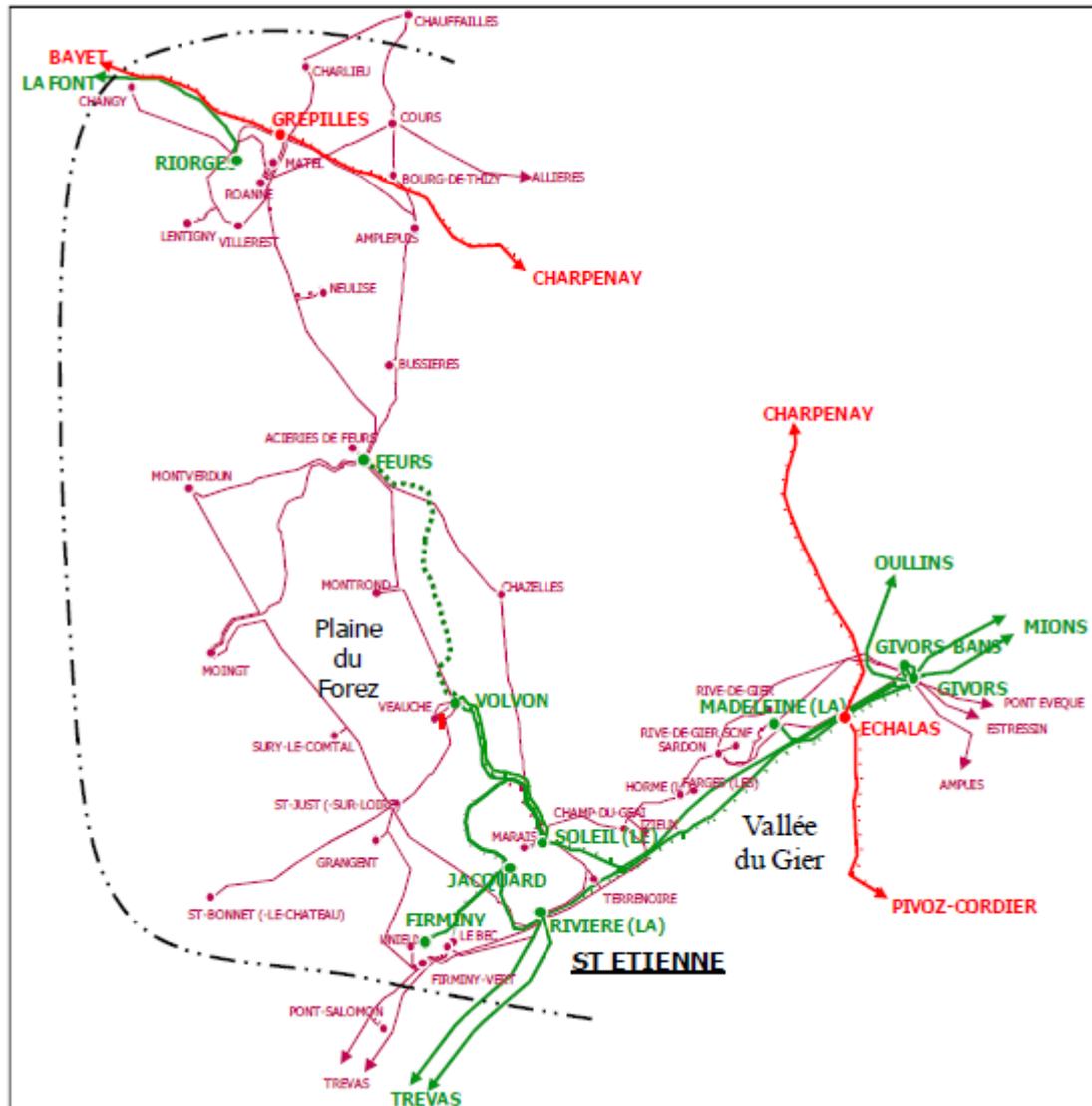


Figure 10.2 Delimitazione della zona elettrica della Loira

In tabella 11 sono elencate tutte le centrali che influenzano la produzione della zona. Sono tutte centrali sulla rete di 63 kV; Sablon (160 MW) e Pier Benite (80 MW) sono le due centrali che contribuiscono maggiormente alla produzione della zona.

La centrale di Villerest (66 MW) ha la duplice funzione di sostenere l'approvvigionamento idrico della Loira e fermare le grandi inondazioni.

La maggior parte dei picchi di potenza si verifica durante l'inverno.

**Tabella 11** Tutte le centrali idroelettriche che influenzano l'area di studio con il contributo di ciascuna alla massima potenza sincrona (Potenza di partecipazione e Start-up Rate)

Puissance Installée	Centrale Hydro	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Puissance Participation	Taux Demarrage
		03/26 08:00	02/06 19:00	04/06 19:00	02/27 20:00	01/29 22:00	12/21 18:00	04/30 19:00	12/31 19:00		
160,7	SABLO	142,8	147,3	160,0	153,2	155,7	158,4	140,0	152,4	151,2	94 %
80,8	P.BEN	74,1	77,9	75,3	78,1	79,1	75,2	73,2	59,0	76,1	94%
65,76	VLERE	52,0	55,5	40,2	28,3	56,9	40,8	56,5	56,8	48,4	74%
61	VAUG5	57,6	58,9	36,9	57,1	53,1	50,8	56,1	55,8	53,3	87%
31,6	GRAN6	27,4	29,6	25,3	29,6	29,3	27,8	17,3	13,3	28,2	89%
23	P.ROY	20,4	21,8	21,7	19,6	20,1	19,4	21,8	22,1	20,9	91%
13,6	VERSI	9,8	11,2	11,4	11,9	0,0	0,0	12,7	11,6	11,4	84%
2,08	P.LIG	1,9	1,6	1,9	2,0	1,9	1,9	1,0	1,8	1,8	84%
438,54		386,0	403,7	372,6	379,8	396,0	374,2	378,5	372,8	383,0	87%

## 11. Risultati dello studio e difficoltà incontrate

Una volta raccolti i dati, le ipotesi di produzione idroelettrica verranno inserite nell'albero delle strategie S3REnR per gli studi sulle connessioni dei produttori di energia rinnovabile all'orizzonte 2030.

L'albero delle strategie S3REnR risultante avrà l'aspetto illustrato in Figura 11.1.

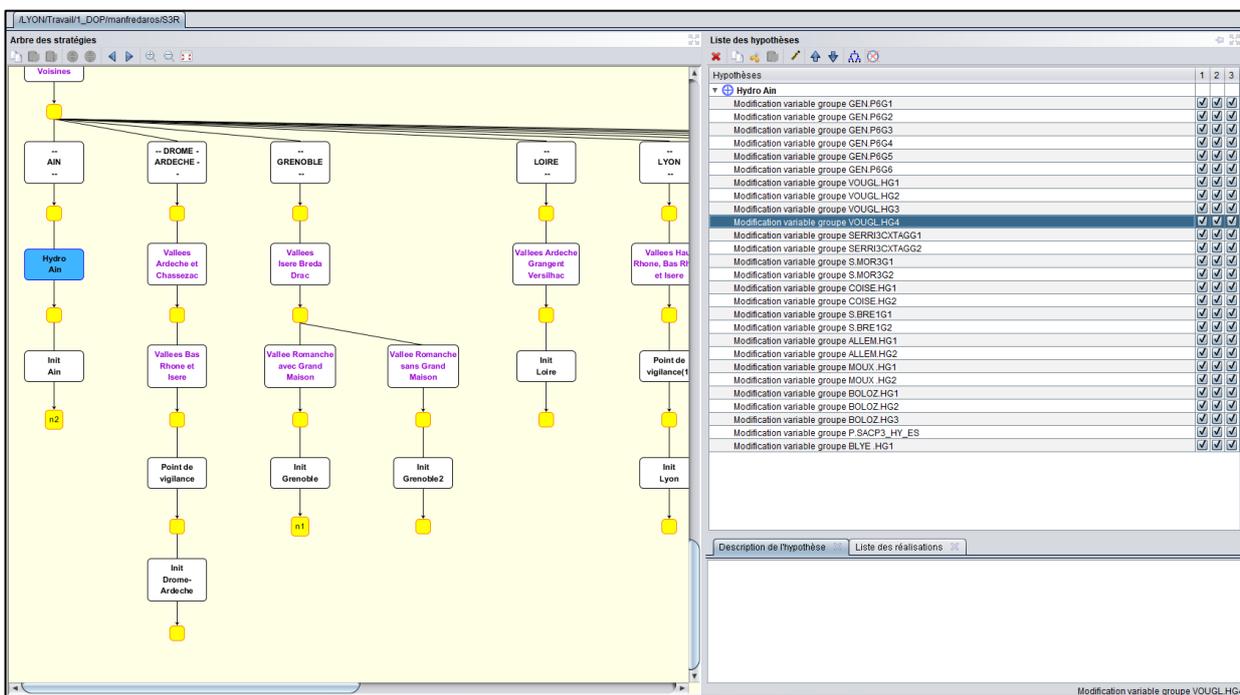


Figure 11.1 Albero delle strategie finale con un'ipotesi di produzione per ciascun gruppo idroelettrico

Pertanto, per ciascuna area di studio, ci sarà un certo numero di gruppi di produzione per i quali è stata imposta una potenza di produzione sulla base della potenza di partecipazione riscontrata.

I numeri 1, 2 e 3 accanto a ciascun gruppo idroelettrico indicano i punti temporali dello studio, rispettivamente a Gennaio alle 09:00, Aprile alle 10:00 e a Giugno alle 10:00.

Nel caso in esame i tre valori coincidono e corrispondono al massimo annuale.

Le situazioni più restrittive si verificano soprattutto durante l'estate, quando la produzione supera più facilmente i consumi e le soglie per le correnti massime ammissibili (IST) sono più

basse. Dobbiamo quindi far fronte a problemi di saturazione delle linee. A prima vista, sarebbe più logico prendere la media delle massime potenze estive.

Tuttavia, come osservato, le Pmax a livello annuale non si verificano solo in estate. Questo è il motivo per cui fare riferimento alle sole “Pmax estive” può non risultare conservativo: le potenze massime registrate possono verificarsi in qualsiasi momento dell’anno senza una particolare regolarità. Ciò conferma la scelta di aver condotto lo studio determinando il Pmax annuale indipendentemente dal suo periodo di ricorrenza.

Quindi la potenza verrà modificata come illustrato in Figura 11.2 inserendo la potenza di partecipazione trovata dall'analisi dei dati storici.

Dopo aver caricato i dati come mostratovi, i collegi del servizio SED (Dipartimento di Studi Decisionali) si baseranno su tali ipotesi di produzione per condurre i loro studi di connessione di nuovi produttori.

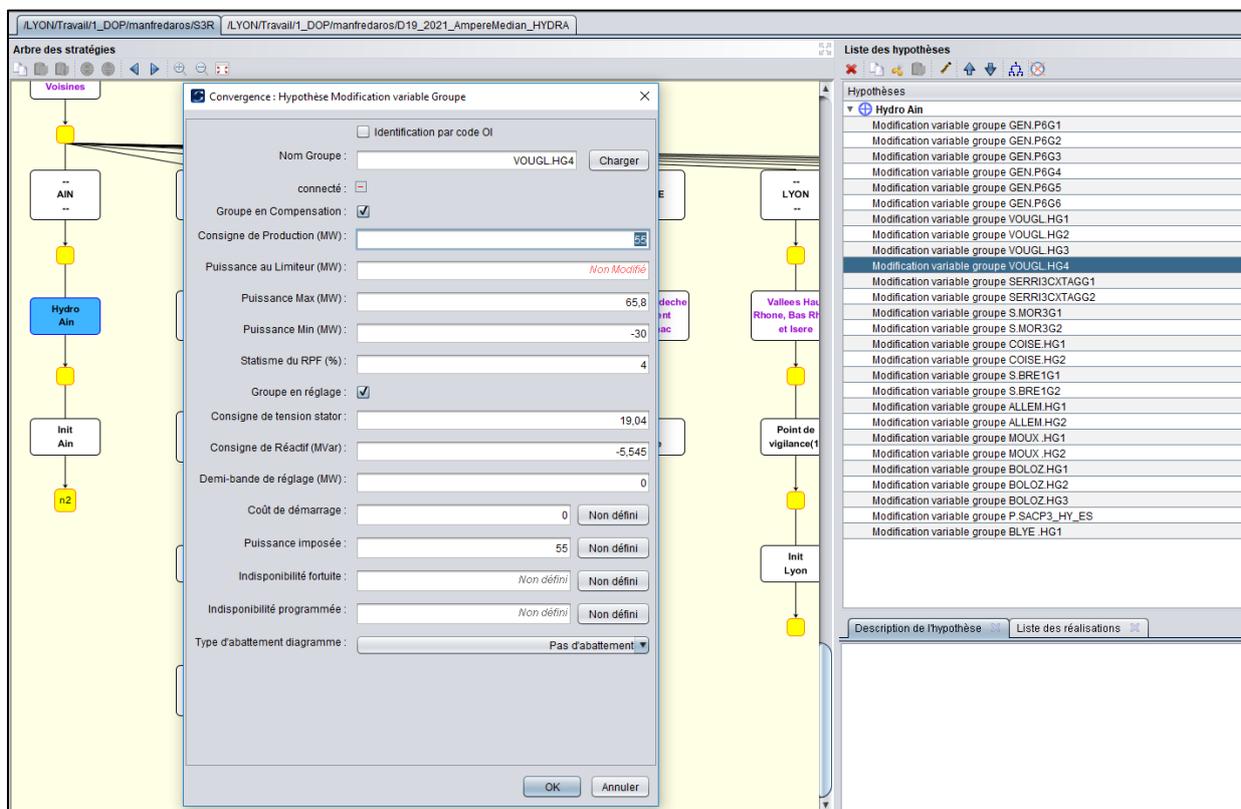


Figure 11.2 Modificazione della Potenza Idroelettrica per ciascun Gruppo di Produzione

Il vantaggio principale del metodo impiegato è quello di ottenere dei fattori di carico più realistici e meno conservativi che col modello precedente. Infatti, quest’ultimo, considerando le aste idroelettriche come indipendenti tra di loro, rischiava di sovrastimare i fattori di carico da utilizzare per gli studi di connessione di produzione. Questo si traduceva in costi di sviluppo

o rafforzamento di rete più elevati, a seguito della rilevazione di criticità di rete che nella realtà dei fatti potrebbero non verificarsi mai.

Uno dei limiti del metodo impiegato si riscontra nella fase di "percezione" della variazione dei flussi in base alla variazione della potenza di erogazione. In effetti, l'unico modo per controllare i flussi è l'occhio umano, che sappiamo essere intrinsecamente soggetto all'errore.

Inoltre, come si evince nella tabella 12, le zone d'influenza hanno un tasso di avviamento che non si avvicina mai al 100%.

**Tabella 12** Sintesi di tutte le zone con il corrispettivo tasso di avviamento medio globale

<b>PUISSANCE INSTALLÉE [MW]</b>	<b>ZONE</b>	<b>PUISSANCE DE PARTICIPATION [MW]</b>	<b>TAUX DEMARRAGE MOYENNE</b>
438,5	LOIRE	383	87,3%
1506,2	DROME-ARDECHE	1317	87,5%
260,3	LYON	232	89,0%
3164,1	GRENOBLE	2435	77,0%
950,8	RHONE	870	91,5%
833,6	VERCORS	634	76,1%
1751,1	ANNECY-CHAMBERY	1411	80,6%
631,3	SUD LEMAN	497	87,3%
3415,1	MAURIENNETARENNAISE	2139	62,6%
1592,6	BEAUFORTAIN	1069	67,1%

Infatti, per ogni zona di influenza ci sono spesso grandi unità idroelettriche che possono "mascherare" le produzioni più piccole: produzioni più grandi possono spostare il massimo sincrono facendo sì che le produzioni minori abbiano una potenza molto bassa in quel dato momento. Quindi, ci chiediamo se ha senso prendere in considerazione dei gruppi di produzione collegati sui 400 kV, che pur essendo nella zona di studio, trasmettono la potenza su lunghe distanze.

Altre possibili inesattezze possono riguardare il valore del tasso medio di avviamento di una centrale: in effetti, ho avuto diverse difficoltà a trovare valori affidabili delle potenze idroelettriche effettivamente installate e ogni strumento consultato (carte, tabelle Excel, Histo clic...) forniva valori diversi.

Per questo motivo in Convergence ho utilizzato la Potenza di Partecipazione piuttosto che il tasso di avviamento, perché sicuramente più affidabile (essendo su una base storica).

Ad ogni modo, per il calcolo del tasso di avviamento ho usato le potenze di installazione fornitemi da Histoclic, in ragione del fatto che gran parte dell'analisi è stata effettuata attraverso questo software.

Infine, poiché il team di SED sta ancora lavorando allo sviluppo dell'S3REnR 2030, non ho potuto effettuare studi di connessione su questo scenario applicando le mie ipotesi di produzione idroelettrica. Tuttavia, ho avuto l'opportunità di effettuare uno studio di allacciamento (un'aggiunta di 2MW) alla stazione elettrica di St Eloy Les Mines, in Alvernia, per il cliente Rockwool (industria di produzione di isolanti). Ho avuto l'opportunità di imparare ad applicare le ipotesi (in questo caso di consumo) all'analisi della rete e a gestire le criticità di rete preesistenti ed eventualmente di nuove a seguito della modifica della potenza connessa.

## Conclusione

Questa esperienza presso RTE è stato un passo molto importante per mia formazione ingegneristica, sia dal punto di vista tecnico che umano.

Innanzitutto, la diversità delle attività proposte (presentazioni, visite, incontri interni ed esterni) mi ha permesso di ampliare le mie conoscenze sulla rete di trasmissione elettrica e mi ha offerto una prima visione della vita in azienda.

Nel condurre gli studi di rete, ho avuto modo di approfondire alcune delle competenze essenziali per un ingegnere. Infatti, il lavoro di un ingegnere progettista di rete richiede capacità di sintesi, analisi, comunicazione e lavoro di squadra.

Inoltre, tale tirocinio ha soddisfatto a pieno le mie aspettative poiché ho potuto dare il mio piccolo contributo al grande progetto della transizione energetica.

Infine, questa ha avuto un ruolo chiave nella mia vita orientandomi nella mia scelta professionale. Più precisamente, ho avuto l'opportunità di unirmi ai team di CORESO (COoRdination of Electricity System Operators) il primo centro regionale di coordinamento tecnico per l'elettricità che riunisce i diversi GRT europei. Il mio lavoro si svolgerà in qualità di Security and Coordination Engineer, legato alla gestione dei flussi energetici transfrontalieri a breve termine, a partire da gennaio 2020.

Sarà l'occasione, ancora una volta, di crescere professionalmente in un ambiente internazionale, dinamico e in continua evoluzione.

## Bibliografia

[a] RTE France – au cœur du système électrique: <https://www.rte-france.com/>

[b] [2019] RTE – DODER « Documentation Opérationnelle du Domaine Etudes de Réseau » (formazione interna) – Etudes de développement du réseau de répartition : [http://collab.rte-france.com/sites/DevInge-DODDR/Wiki%20DODDR/Etudes%20de%20développement%20\(plan%20détaillé\).aspx](http://collab.rte-france.com/sites/DevInge-DODDR/Wiki%20DODDR/Etudes%20de%20développement%20(plan%20détaillé).aspx)

[c] RTE France – activité d'exploitation : <https://rte-et-nous.com/activite/exploitation/> (formation interne)

[d] RTE – Convergence – Formation Initiale (documento interno)

[e] RTE – BILAN ELECTRIQUE 2018 – Production : <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/production-totale/#>

[f] [Maggio 2019] PANORAMA DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE AU 31 MARS 2019: <https://www.enedis.fr/sites/default/files/field/documents/Panorama-electricite-renouvelable-T12019.pdf>

[g] GOUVERNEMENT FRANCAIS, Le Développement Durable– La transition énergétique pour la croissance verte: <http://www.reunion.developpement-durable.gouv.fr/transition-energetique-r224.html>

[h] [2019] EDF – l'hydraulique en chiffres : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-az/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/l-hydraulique-en-chiffres>

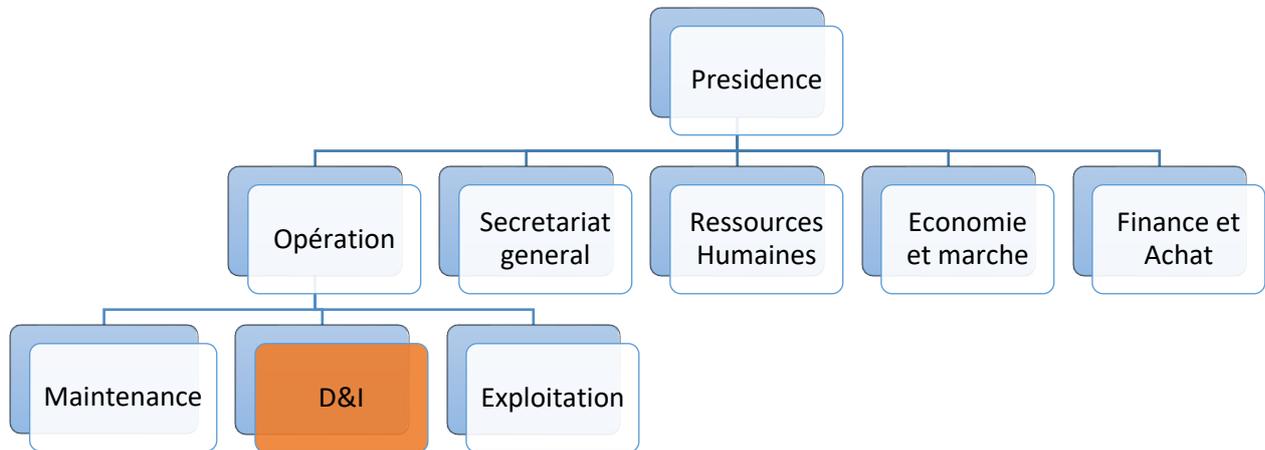
[i] TERNA – SISTEMA ELETTRICO – CODICE DI RETE – GLOSSARIO DEI TERMINI : <https://download.terna.it/terna/0000/0107/85.pdf>

[j] SYNDACAT DES ENERGIES RENOUVELABLES – LES ENJEUX POUR LA FRANCE – <http://www.enr.fr/editorial/65/Les-enjeux-pour-la-France>

## APPENDICE

### I. Organizzazione dell'azienda

L'organigramma in Figura mostra un'organizzazione semplificata di RTE a livello nazionale. Abbiamo quindi la presidenza costituita dal presidente di RTE e il consiglio di amministrazione. Poi abbiamo cinque entità: le funzioni centrali (Segreteria generale, Risorse umane, Economia e mercato, Finanza e Acquisti) e i dipartimenti operativi.

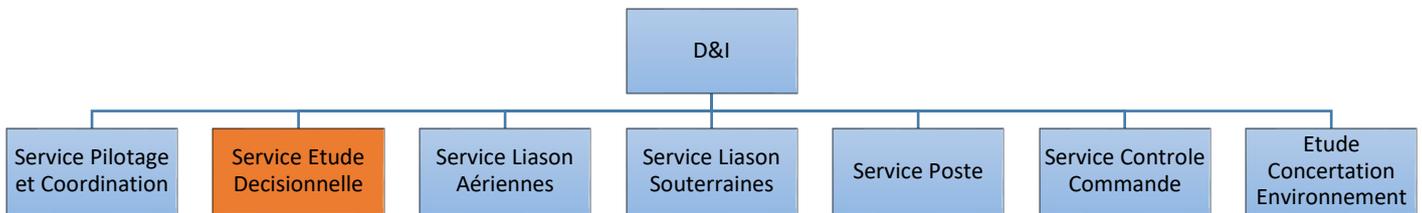


**Figure I.1** Organigramma dell'organizzazione di RTE

Ci sono 7 dipartimenti operativi in Francia, uno per regione. Quello che ci interessa è quello di Lione che riguarda la regione dell'Auvergne Rhône-Alpes. Esso si compone dei servizi di Manutenzione, Sviluppo & Ingegneria e Esercizio.

I team di Sviluppo & Ingegneria, con cui collaboro, sono responsabili dei progetti di evoluzione e rafforzamento della rete. Propongono soluzioni tecniche secondo un determinato budget, e realizzano progetti che concernono gli studi di conformità fino alle procedure contabili per gli investimenti di capitale dopo il completamento dei lavori.

Di seguito è riportato un organigramma per spiegare meglio l'organizzazione del dipartimento di D&I (Developpement & Ingeniérie).



## II. Gli obiettivi fissati per i vari settori della Francia metropolitana in vista del pacchetto per il clima e l'energia in 2020.

**Tabella 13-a** Obiettivi per la produzione di elettricità all'orizzonte 2020 [j]

<b>Elettricità [MW]</b>	<b>P installata in 2014</b>	<b>P installata in 2018</b>	<b>P installata prevista in 2023</b>
Eolico	9313	15000	21800-26000
Solare	5297	10000	18200-20200
Idroelettrico	25000	25300	25800-26050
Eolico offshore	0	500	3000
Moto ondoso	0	0	100
Geotermico	1,5	8	53
Biomassa	300	540	790-1040
Metanizzazione	93	137	237-300

**Tabella 13-b** Obiettivi per la produzione di calore all'orizzonte 2020

<b>Calore [Ktep]</b>	<b>P installata in 2014</b>	<b>P installata in 2018</b>	<b>P installata prevista in 2023</b>
Biomassa	10600	12000	13000-14000
Biogas	106	300	700-900
Pompe di calore	1629	2200	2800-3200
Geotermico	113	200	400-550
Solare termico	87	180	270-400

### **III. Soglie da prendere in considerazione per il rilevamento delle criticità.**

Una struttura è considerata in criticità di transito quando il valore di corrente registrato supera il massimo accettabile (in regime normale "N" o a seguito dell'indisponibilità di qualsiasi altro elemento della rete "N-1").

Le soglie da utilizzare per il rilevamento delle sollecitazioni sono le soglie IST (Intensité de Secours Temporaire).

L'IST è il valore massimo della corrente elettrica che può fluire attraverso un conduttore o un componente della rete a seconda di determinate condizioni di temperatura.

Questa quantità è legata all'effetto Joule, che causa l'espansione e l'allungamento dei cavi a seguito del surriscaldamento. L'intensità massima di corrente nelle linee deve quindi essere controllata in modo che l'abbassamento del cavo non sia pericoloso per cose, vegetazione e persone.

In situazione normale (N) tutti i componenti devono essere percorsi da una corrente inferiore al valore di soglia IST.

A seguito di una contingenza (situazione N-1/regime degradato), è consentito un transito superiore all'IST, entro il limite del periodo transitorio autorizzato, se sono disponibili soluzioni pressoché istantanee che consentono un ritorno ad un transito inferiore all'IST [b]:

Tali soglie sono richiamate nella tabella 14.

**Tabella 14** Le differenti soglie di IST in funzione della stagione e del tipo di componente

Inverno	Primavera	Estate	Autunno
31 Ottobre- 10 Aprile	10 Aprile- 21 Maggio	21 Maggio- 1 Ottobre	1 Ottobre-31 Ottobre

	N				N-1 hors S3RER				N-1 dans le cadre d'un S3RER			
	Hiver	Printemps	Été	Automne	Hiver	Printemps	Été	Automne	Hiver	Printemps	Été	Automne
<b>LA</b>	IST hiver1	IST IS	IST été	IST IS	IST hiver1	IST IS	IST été	IST IS	1,25 IT5 hiver1	1,25 IT5 IS	1,25 IT5 été	1,25 IT5 IS
<b>LS</b>	IST hiver1	IST hiver1	IST été	IST été	IST hiver1	IST hiver1	IST été	IST été	1,25 IT5 hiver1	1,25 IT5 hiver1	1,25 IT5 été	1,25 IT5 été
<b>LIT</b>	IST hiver1	IS2	IST été	IS1	IST hiver1	IS2	IST été	IS1	1,25 IT5 hiver1	1,25 IT5 IS2	1,25 IT5 été	1,25 IT5 IS1
<b>Transfo (abaisseur)</b>	IST hiver =1,25 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST hiver =1,25 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST hiver =1,25 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr
<b>Transfo (élevateur)</b>	lr	lr	lr	lr	IST hiver =1,25 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST hiver =1,25 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr	IST été =1,15 lr

22

Dove LA sta per “Liason Aérienne”, linee aeree e LS “Liason Souterraine”, linee interrato e LIT “Liason de Transit” linea tra due nodi successivi.

<sup>22</sup> Ir (Intensità assigné rated) detto anche In (corrente nominale) corrisponde al valore di funzionamento normale.

Il diagramma in Figura III.1 seguente illustra un esempio di come tener conto delle diverse soglie di sovraccarico per un trasformatore elevatore e uno abbassatore di tensione.

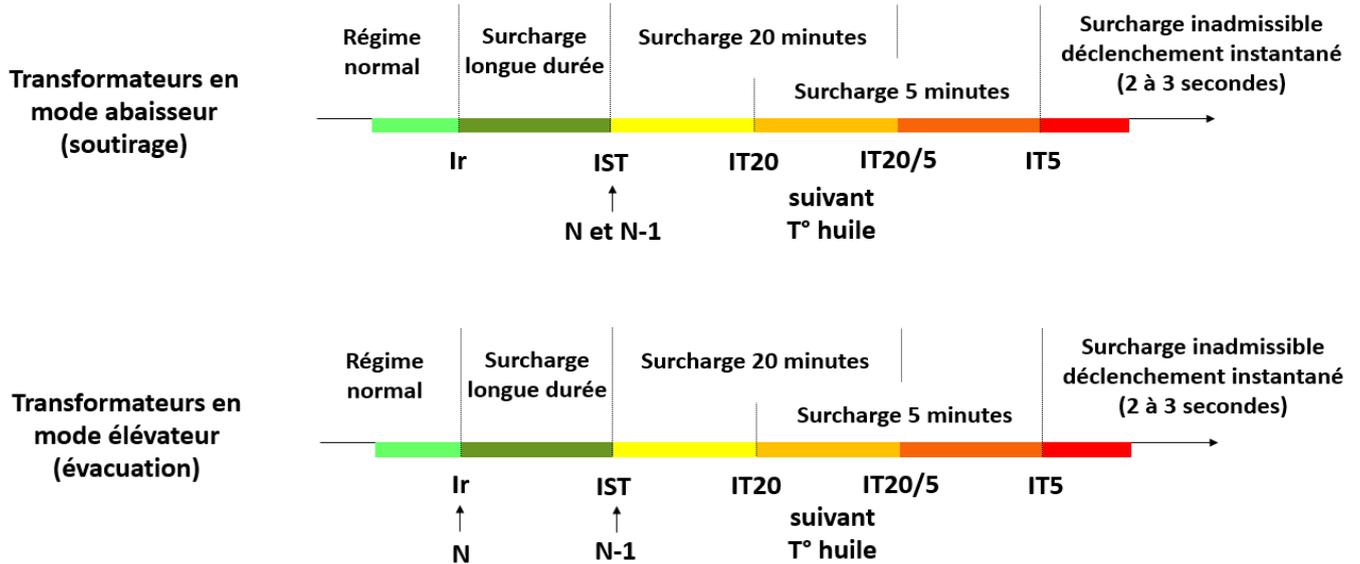


Figura III.1 Le differenti soglie di corrente ammissibile in funzione del tempo di sovraccarico

## IV. HADES2: dettagli del calcolo della rete [d]

### Riepilogo degli ingressi e delle uscite di Hades2

- Potenze Attive e Reattive
- Topologia Nodale
- Caratteristiche dei componenti
- Setpoint dei Dispositivi Logici Programmabili
- Setpoint di Tensione dei gruppi in regolazione di tensione

- Le variabili di stato : fase e tensione potenza attiva e reattiva in ciascun nodo
- Criticità di tensione, di corrente, di gruppo
- Funzionamento dei dispositivi logici programmabili



### Modellizzazione

Hades2 utilizza una modellizzazione dei quadripoli detta a  $\pi$ , che integra linee e trasformatori come mostrato in figura:

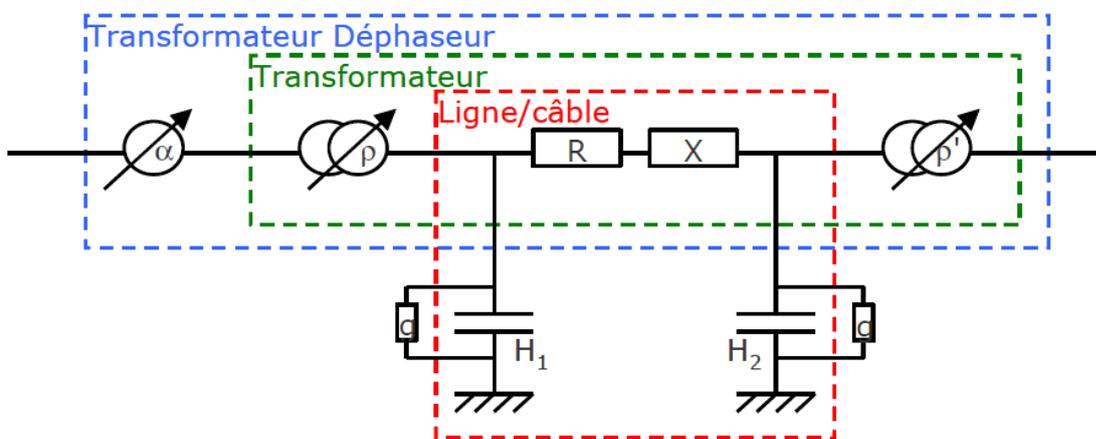


Figura IV.1 Modellizzazione dei quadripoli

R : resistenza (Ohm)

X : reattanza (Ohm)

H1 et H2 : suscettanze

g : conduttanze laterali

$\rho(n)$  : rapporto di trasformazione

$\rho'$  : rapporto di trasformazione fissato

$\alpha$  (m) : sfasamento

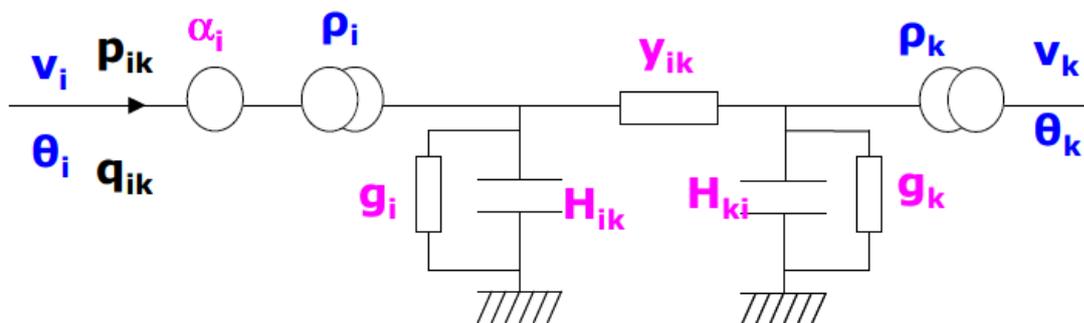


Figura IV.2 Modelizzazione dei quadripoli

I modelli calcolano lo stato della rete, cioè la  $(v,q,r)$ , quindi conoscendo le caratteristiche elettrotecniche (R,X,H) determinano :

Le potenze attive e reattive in un componente

$$P_{ik} = v_i v_k \rho_i \rho_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik} + \alpha_{ik}) + v_i^2 \rho_i^2 y_{ik} \sin(\delta_{ik})$$

$$Q_{ik} = -v_i v_k \rho_i \rho_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik} + \alpha_{ik}) + v_i^2 \rho_i^2 (y_{ik} \cos(\delta_{ik}) - H_{ik})$$

Le immissioni attive e reattive nodali

$$P_i = \sum_{k \in \mathcal{V}(i)} p_{ik} = \sum_{k \in \mathcal{V}(i)} \left[ v_i v_k \rho_i \rho_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik} + \alpha_{ik}) + v_i^2 \rho_i^2 y_{ik} \sin(\delta_{ik}) \right]$$

$$Q_i = \sum_{k \in \mathcal{V}(i)} q_{ik} = \sum_{k \in \mathcal{V}(i)} \left[ -v_i v_k \rho_i \rho_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik} + \alpha_{ik}) + v_i^2 \rho_i^2 (y_{ik} \cos(\delta_{ik}) - H_{ik}) \right]$$

$V_i$  = tensione al nodo  $i$

$\vartheta_i$  = fase al nodo  $i$

$P_i$  = potenza attiva al nodo  $i$  (somma di produzione e consumo)

attivo)

$Q_i$  = potenza reattiva al nodo  $i$  (somma di produzione e consumo

reattivo)

$\delta_{ik}$  = angolo di perdita del quadripolo  $ik$

$\rho_i$  = rapporto di trasformazione del trasformatore  $ik$  lato  $i$

$\rho_k$  = rapporto di trasformazione del trasformatore  $ik$  lato  $k$

$\alpha_{ik}$  = sfasamento del trasformatore-variatore

$g_{ik}$  = conduttanza lato  $i$

$y_{ik}$  = ammettenza al componente  $ik$

Dove

$$\delta_{ik} = \arctan\left(\frac{r_{ik}}{x_{ik}}\right) \quad y_{ik} = 1 / \sqrt{x_{ik}^2 + r_{ik}^2}$$

Nel modello Hades2 si presume che le unità siano collegate direttamente alla rete (senza trasformatore di gruppo).

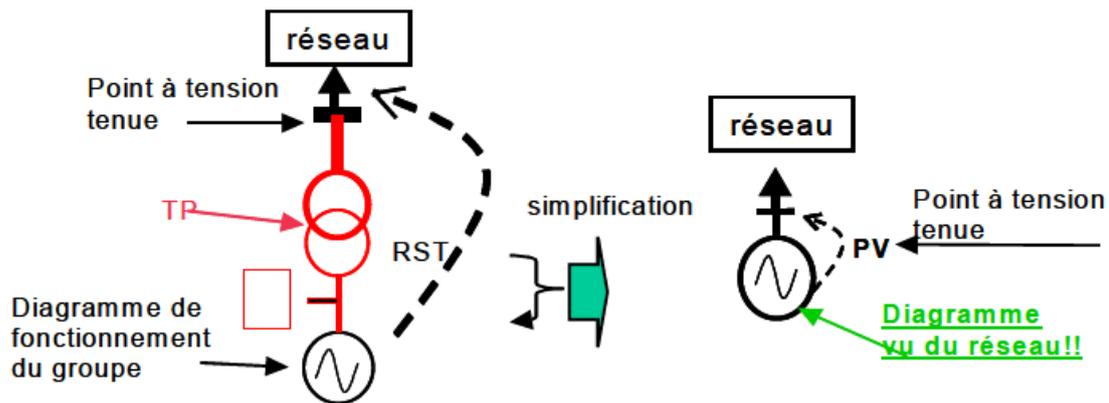


Figura IV.3 Modelizzazione dei gruppi di produzione

L'obiettivo del modulo di calcolo di rete è quello di calcolare le fasi e le tensioni in ogni nodo, secondo le equazioni di rete (legge dei nodi e delle maglie). Gli ingressi necessari sono le immissioni attive e reattive sui nodi, nonché le tensioni da rispettare. Ad ogni nodo sono associate 4 grandezze: potenza attiva ( $P_i$ ), potenza reattiva ( $Q_i$ ), fase ( $q_i$ ) e tensione ( $V_i$ ). Per ogni nodo, 2 di queste quantità sono imposte e 2 sono calcolate tramite 2 equazioni, una in attivo e l'altra in reattivo.

- Equazione in attivo

$$\sum_{k \in v(i)} \left[ V_i V_k \rho_i \rho_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik} + \alpha_{ik}) + V_i^2 \rho_i^2 (y_{ik} \sin(\delta_{ik}) + g_{ik}) \right] = P_i$$

- Equazione in reattivo

$$\sum_{k \in v(i)} \left[ -V_i V_k \rho_i \rho_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik} + \alpha_{ik}) + V_i^2 \rho_i^2 (y_{ik} \cos(\delta_{ik}) - H_{ik}) \right] - \sum_{m \in mcs(i)} c_m V_i = Q_i$$

La risoluzione diretta di questo problema è impossibile. Inoltre, l'esistenza e l'unicità di una soluzione a questo problema non è garantita: alcune delle possibili soluzioni non sono fisicamente reali (ad esempio, tensione negativa a un nodo). Per risolvere il sistema di equazioni, Hades utilizza un algoritmo iterativo basato sul metodo *Newton-Raphson*: da uno stato  $X_0$ , ci si avvicina per successive iterazioni ad uno stato  $X_f$  tale che  $g(X_f)=0$ .

### Principio del metodo Newton-Raphson

Risolvere il suddetto sistema di equazioni equivale matematicamente a trovare un vettore  $X=(V_1, V_2, \dots, V_n, \vartheta_1, \vartheta_2, \dots, \vartheta_n)$  tale che  $g(X)=0$ , dove  $g$  corrisponde al sistema di equazioni che modella la rete.

Sia una funzione  $g$  di  $x$  con valore in  $\mathbb{R}$ . Stiamo cercando un valore di  $x$  tale che  $g(x) = 0$ . Sia  $x_0$  un valore non lontano dalla soluzione. Come prima approssimazione, la funzione  $g$  risulta essere tangente alla curva in prossimità del punto  $x_0$ . Questa tangente è la linea di equazione  $y = g'(x_0)(x - x_0) + g(x_0)$ , e il punto  $x_1$  è dato dall'intersezione tra tale retta  $Y$  e l'asse delle ascisse:  $x_1 = x_0 + g(x_0)/g'(x_0)$ , e dovrebbe essere ragionevolmente vicino alla soluzione dell'equazione  $g(x)=0$ .

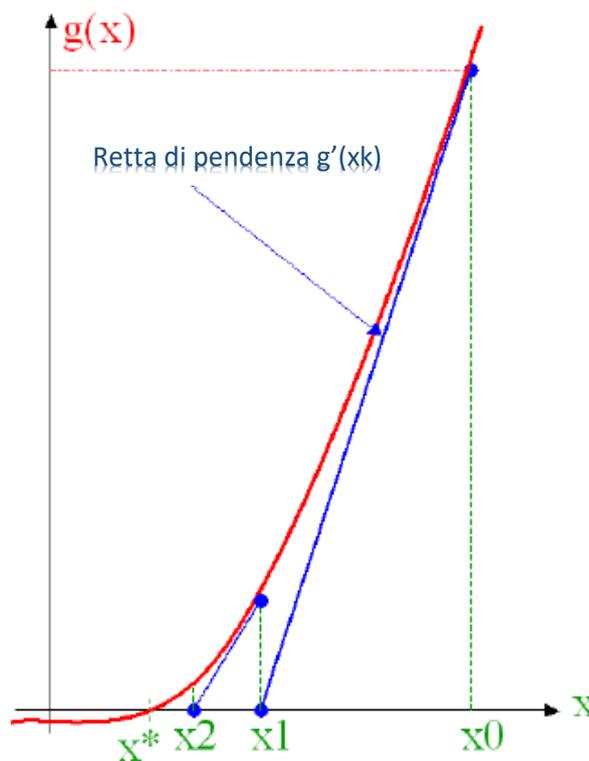


Figura IV.3 Metodo di Newton-Raphson

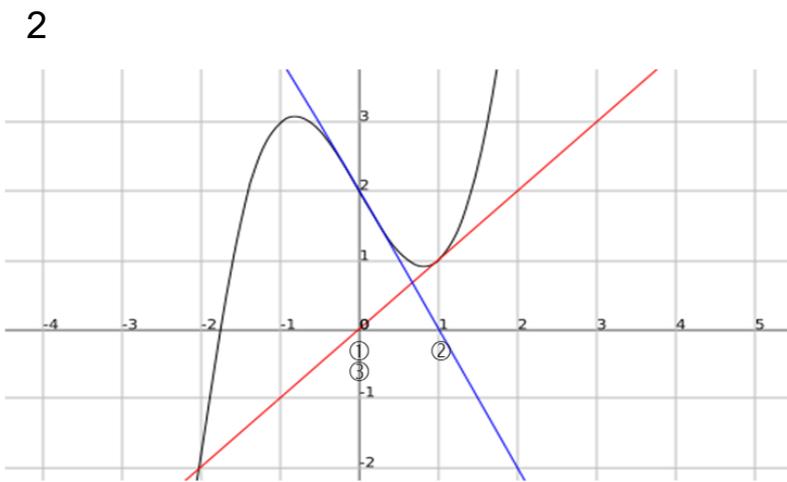
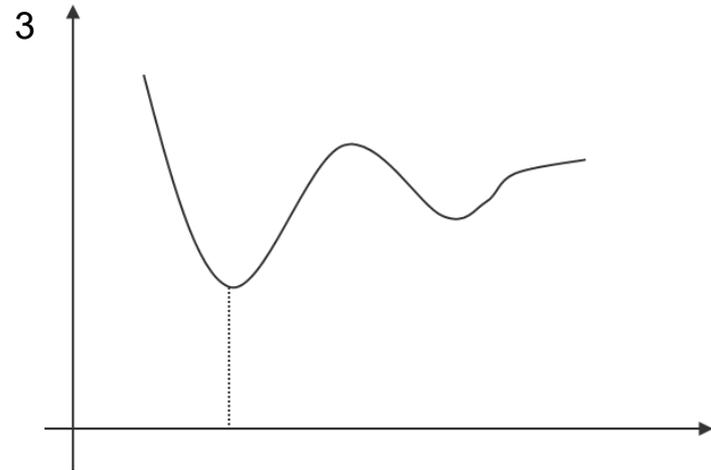
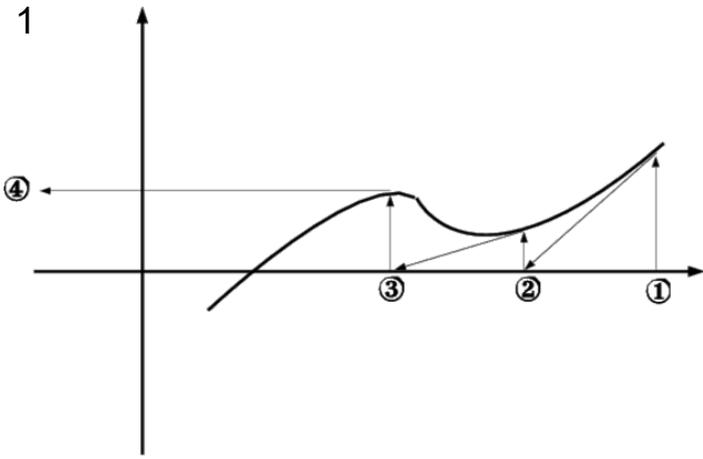
Poi iteriamo la costruzione dei punti  $x_k$  per successive tangenti sino a verificare che

$|g(x_k)| < \epsilon$ . Una volta verificata questa condizione, il calcolo converge.

Al di là di un certo numero di iterazioni (arbitrariamente fissato a 30), se la condizione

$|g(x_k)| < \epsilon$  non è ancora verificata, si dice che il calcolo non è giunto a convergenza.

Per la convergenza, è molto importante prestare attenzione al punto di partenza scelto ma anche al tipo di curva; qui di seguito sono elencati i possibili casi di divergenza dell'algoritmo.



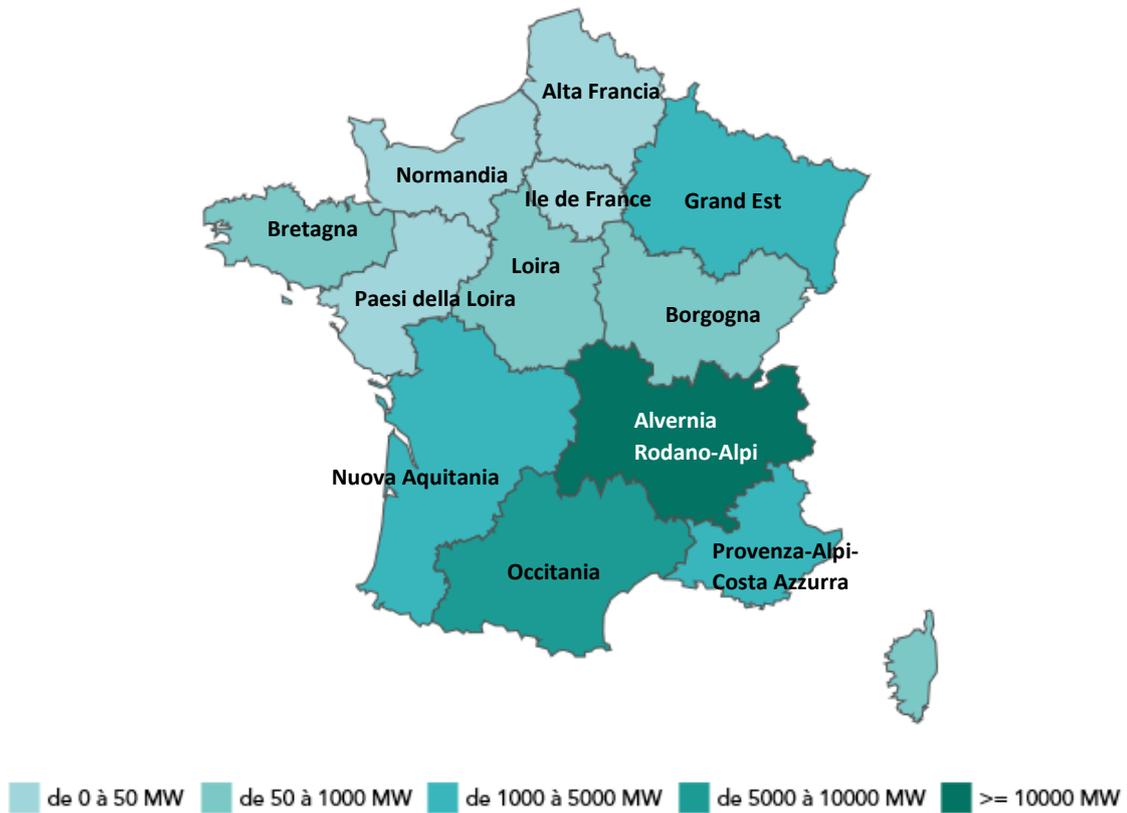
**Caso 1:** Divergenza per scelta errata del punto di partenza. Caso di una derivata nulla.

**Caso 2:** Divergenza per scelta errata del punto di partenza. Caso di un ciclo infinito : numero massimo di iterazioni

**Caso 3:** Divergenza perché non c'è una soluzione



## VI. Parco idroelettrico installato in Francia per regione nel 2018



## *Ringraziamenti*

*I miei ringraziamenti vanno a Caroline ROCHE, il mio supervisore di tirocinio, per avermi dato l'opportunità di lavorare per RTE, per avermi spiegato il funzionamento della rete di trasporto e per avermi guidato all'inizio della mia missione.*

*Ringrazio Christian CHAPON, capo dipartimento, per avermi concesso di fare il mio tirocinio a RTE, e avermi dato la possibilità di continuare a lavorare come assistente-ingegnere per i prossimi 3 mesi, fino all'inizio del mio nuovo lavoro.*

*Vorrei ringraziare l'intero dipartimento SED (Service d'études decisionnelles) per avermi integrato nel team sin dal mio arrivo e per aver risposto pazientemente e gentilmente a tutte le mie domande.*

*Ringrazio l'Ecole Centrale de Lyon e il Politecnico di Torino per avermi dato l'occasione di effettuare uno scambio accademico che mi ha permesso di beneficiare di un arricchimento personale e professionale.*

*Ringrazio i miei genitori per il loro sostegno finanziario e personale in questa esperienza, senza i quali non sarei mai arrivata a tanto.*

*Infine, vorrei ringraziare i miei amici di sempre per essere stati al mio fianco, nonostante la distanza, e i miei nuovi amici per avermi inserita e integrata in un ambiente del tutto nuovo per me.*