

IEA 水力実施協定 ANNEX11 水力発電設備の更新と増強
二次事例収集（詳細情報）

カテゴリーとキーポイント

Main: 1-d) アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析

Sub: 1-a) 国および地方のエネルギー政策

プロジェクト名	: Rendalen 水力発電所 2号機
国名（州／県）	: 東ノルウェーHedmark、Rendalen Municipality
実施機関／団体名	: Opplandskraft DA (Power Production)
実施期間	: 2009年9月以前 計画及び評価、FS調査 2009年9月 取締役会決定 2009年9月～2013年3月 建設工事及び試験 2013年3月 ユニット2号機通常運転
更新と増強の誘因	: (A)老朽化／故障頻発 (a, b, d) (B)環境劣化 (b) (C)発電機能向上の必要性 (a) (D)安全性向上の必要性(a) (i.e. flexibility)
キーワード	: 流れ込み式発電所一日間調整あり、老朽化発電所一年々保守点検時間が増大、保守点検期間中の減電、主機2台の交互運転による保守運用の柔軟性向上

要旨

Rendalen 発電所は、Glomma 川の取水ダムと支流 Rena 川の間総落差 210m を利用した流れ込み式発電所である。総落差が約 210m あり、Rena 川は Glomma 川の支流で発電所放水路は約 80km 下流の Rena 村付近で合流している。

取水ダム (Høyegga 地点) から長大導水路、地下発、放水路を経て Rena 川に至る水力発電所。水利権は 1966 年 8 月に取得している。

発電所は、流れ込み式発電所として 1971 年に運開し、出力 92MW のフランシス水車 1 台で年間発生電力量 675 GWh を発電している。

運開以来、定期点検、保守業務を行ってきたが、機器の劣化が進行し主機取替の時期になりつつある。主機の停止を必要とする機器点検は減電により経済的損失を生じる。その上、導水路の沈砂設備の保守点検は例年 2～3 週間の停止作業となっている。

発電所は連続運転を行い、保守、点検、沈砂槽から排砂作業の際には減電となっているが、経年とともに適切な保守点検のための時間が増大する予兆があった。

この発電所は通常 1 年のうち、1～3 週間の保守点検停止を行っているが、安定的な運転のための期間としては短すぎる。1971 年運開以来、水車故障による大きな停止を 1 回経験している。

重大なのは、総合的な保守作業が安定的な運転維持のために必要であり、主要な停止（減電）作業はそのための手段であるということである。将来、通常の保守点検よりも更に広範囲にわたる措置が不要で、収益性のある技術的な運転を確保するためには、非常に長い保守期間が必要になると予想された。

現状評価を行い、既設主機と同じ容量の主機を新たに設置することが経済的であるとの結論に至った。そのため、保守点検、変更のための停止が不要となる。1 台は、他の 1 台が運転中に維持補修が可能となる。

発電取水の許可 $55\text{m}^3/\text{s}$ に制約されるため、増設による合計取水量は増やさない。これは、環境上の理由から発電取水量の増加は認められないと判断したためである。発電所運用の基本的な方針は「1 台運転」で、他の 1 台に十分な保守点検の時間を提供することになる。これは、保守点検による減電を伴うことなく発電所のより柔軟な運用を開始することを意味する。年間増加電力量（平均）は 50GWh と算定された。

新設機は既設から 200m ほど離れた場所に設置される。

計画は役員会に諮られ 2009 年 9 月に投資決定が下された。直ちに着工し 2013 年 3 月に運転を開始した。

Rendalen 発電所増設機に対しては、新たな水利用関連法による許可は必要なかった。この基本的な根拠は「環境への影響が小さい」ことであった。増設計画は、Glomma 川あるいは Rena 川の流水に極僅かな影響しか与えないと評価された。規制官庁であるノルウェー水資源エネルギー局（NVE）は、公式調査は必要ないと結論付けた。

プロジェクトの実施は工程通りかつ予算内で終了し、技術的に解決、実施した好事例と位置づけられる。

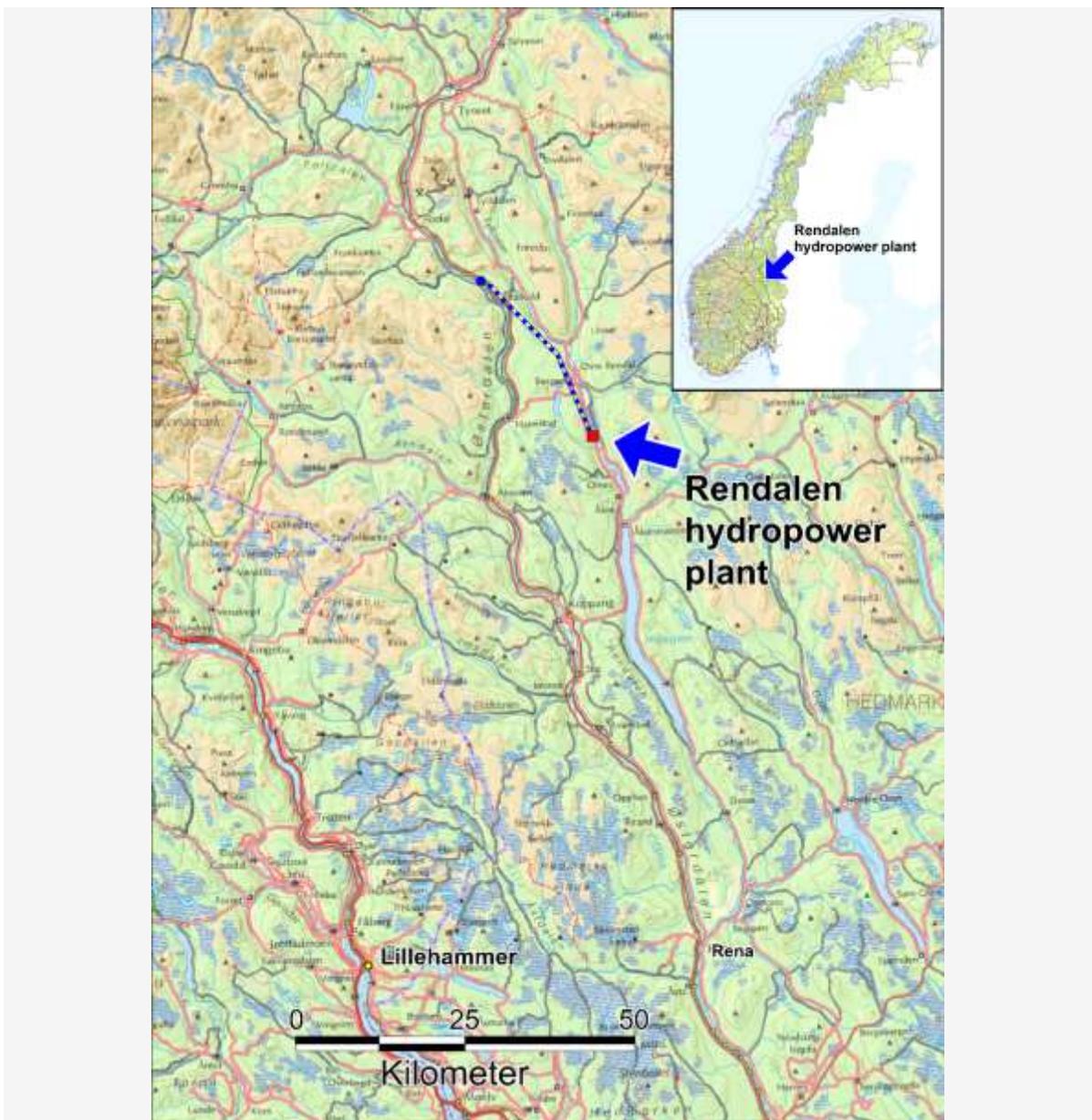


図 1 Rendalen 発電所の位置図

1. Outline of the Project (before Renewal/Upgrading)

Glomma 川の水は、Alvdal 近くの Høyegga から Rendalen の Hornset の Rena 川までつながる長さ 29 km の導水路トンネルを通り、水力発電所で利用されている。発電は 1971 年に始まった。分流の総流域面積は約 6,600 km² である。約 5,000 km² は調整されていない。

許可の制限の範囲内で、総流入量の約 40% が Rendalen に通される。さらに、取水ダム下流の Glomma 川の最低必要水量を満たすには、流入量の約 10% が必要である。Rendalen 流域で局地的洪水が起こった場合、用水は遮断される。

分流の許可は 55 m³/秒に制限され、最低 10 m³/秒が環境放水としてダムを通る。60 m³/秒を分流する申請が提出され、現在、許可当局によって審査されている。

Høyegga のダムは、長さ 175 m、最大高さ 10 m である。ダムは 4 つのゲートを備える (1 つのチルトゲート、2 つのセクターゲート、1 つのスライドゲート)。長さ 50 m のフィッシュトラップがダムの近くに建設されている。

Rendalen 水力発電所は、水路系で 210 m の水頭を利用する。断面積 38/42 m² の導水路トンネルが 6 つの横坑から掘削され、その一部はきわめて困難な地質を通っている。トンネルは沈殿室で終わり、その後、水は鋼製ライニング圧力立坑を通して発電所およびタービンにつながる。圧力立坑の長さは 215 m である。

放水路トンネルは長さ 800 m、断面積 24 m² であり、全面にコンクリートライナーが施されている。長さ 340 m のトンネルで発電所にアクセスできる。

Rendalen I 発電所は地下空洞に立地する。タービンはフランシス型である。変圧器は、発電機と同じ地下空洞にある。変圧器は重要なハザードリスクと考えられるため、新規の地下発電所は通常、変圧器用に別の地下空洞を用意して建設される。

Rendalen 水力発電所のデータ

更新/増強前の Rendalen 発電所の平均年間発電量は 675 GWh であった。分流は、Rena 村で Glomma 川に戻る前に、Rendalen 水力発電所と Løpet 水力発電所という 2 つの発電所で利用される。Rena 川に貯水池を作ることは許可されていない。

発電所は 300 KV のメイングリッドに接続されている。

以下の表 1 にデータを示す。

表 1 2号機ユニットの更新前諸元

項目	諸元
流域面積	約 6,600 km ²
平均年間流入量	約 29 億 4,000 m ³
総落差	210 m
平均流入量	93 m ³ /秒
設計流量	55 m ³ /秒
容量	92 MW
タービンタイプ	フランシス (1 基)
発電機	110 MVA
平均年間発電量	675 GWh
ダムタイプ	コンクリート、流量調整ゲートあり
ゲート数	4
稼動開始	1971 年

2. プロジェクト（更新/増強）の内容

2.1 誘因及び具体的なドライバー

プロジェクト実現の主な根拠は、保守作業の柔軟性が低く、そのために発電量が低減することであった。以下で原因を説明する。

(A)-(a, b, d) 老朽化／故障頻発

1号機の全面保守が必要だが、時間がかかることが予想され、長期にわたって運転を停止し、発電量が低減することになる。そのような保守作業を実施しても、数年以内に問題が再発する可能性がある。新規ユニットのおかげで1号機の包括的な更新を実施する時間を確保することができ、将来的に柔軟性が高まった。以下のメリットが得られる。

- (a) 効率の改善
- (b) 耐久性、安全性、信頼性の向上
- (d) 保守性の向上

(C)-(a) 発電機能向上の必要性－効率向上、増設、出力・アワー増

これは上記の原因の結果である。高性能化は技術的および経済的に実現可能であると考えられ、許容コストで電力出力を増加させる。高性能化は、適切な保守を実施するための追加ユニットと柔軟性の組み合わせである。2号機の設置により Rendalen 水力発電所の柔軟性が向上し、流量損失が減り、発電量と収益が増加することにつながった。

(B)-(b) 環境劣化－河川環境の改善

取水口での分流と河川への分流が制御されないリスクを最小限に抑えるか、または少なくとも重複する発電所を用意して軽減する。Glomma 川の取水ダム下流の河床は通常、冬期に半乾燥状態となる。寒冷な冬期には、川が氷で覆われる。分流の突然の停止（タービン故障などによって生じる）は、河川の洪水につながり、公道や私有地に損害を与えるリスクのある冰雪崩を引き起こす可能性がある。取水口下流の Glomma 川下流での氷の分裂と漂流を起こす重大な停止が一度起こっている。これは重大な損傷につながった。

Rendalen I 発電所に、プラント停止時に Glomma 川の河床に水をスムーズに移行させるバイパス弁が備え付けられた。この弁は、うまく動作しないことが分かっており、合計して数日間しか稼動していない。

わずかではあるが、新しいソリューションは河川環境改善につながると言える。ただし、これは事実上、意図せず得られた結果であり、初期計画段階ではほとんど考慮されていなかった。

(D)-(a) 安全性向上の必要性－安全性向上

この点は列挙されたが、関連性に関してはやや不確実である。すべての安全、規制、稼動コンプライアンス要件は、更新前にも原則的に満たされていた。上述のとおり、停止および Høyegga 川の取水口下流での冰雪崩のリスクに関して、安全性が向上している。

もう1つの結果は発電と保守の柔軟性が向上し、これによって発電への信頼が高まったことである。ただし、これはどちらかというとなんか安全性ではなく、信頼性に分類される可能性がある。

2.2 経緯

- 2009年9月まで： 計画、評価、FS 調査
- 2009年9月： プロジェクトを実現する委員会決定
- 2009年9月： 現場工事の開始
- 2013年1月： 試験の開始
- 2013年4月： 新規ユニットの商業運転

2.3 内 容 (詳細)

Main:

1-d) アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析プロジェクトは改修プロジェクトであり、所有者の収益制限の範囲内で水力発電ポートフォリオを最適な形で開発することに関する長期戦略の一部をなす。

流込み式発電所の 2 つの集合体は、保守の柔軟性のために重要である。1 つの集合体だけでは、発電損失なしで保守を実施する時間を確保できない。通常、保守にはユニットの停止が必要となり、必要であるよりも保守作業が少なくなる。そのせいで、機器が損傷する確率が高くなる。

Rendalen 水力発電所では、最大容量は増加していないため、発電量の上乗せは、単に保守時間を短縮したことによる。また、たとえば Kongsvinger 水力発電所では、容量を増加させ、保守時間に柔軟性を持たせたことにより、発電量が増加している。

Sub:

1-a) 国および地方のエネルギー政策

拡張は重要な環境の取り組みであり、議会および政府が表明した最優先目標に従い、既存発電所の能力をもっと活用することにより再生可能エネルギーを増産することが規定されている。そのような措置は、多くの場合、未開発地域に発電所を建設するよりも環境影響が小さい。

カテゴリ 2 キーポイントは、本プロジェクトに関しては明らかまたは有力でないため、特に説明しない。電気機械 (E/M) 機器の技術進歩および展開は、1 号機の更新および 2 号機の設置時に問題となる。しかし、これはおそらく、タービンおよび発電機設計に関する既存のノウハウを超えるものではない。2 号機の絶対的に顕著な時期は、計画、全体的解決、導入である。

所有者および背景

Opplandskraft DA は、Rendalen 水力発電所のほかに、Hedmark 県と Oppland 県に 5 つの大規模発電所を所有している。Rendalen 水力発電所は Eidsiva Vannkraft AS によって運営されている。

Opplandskraft DA は、電力会社 Eidsiva Energi と密接な関係にある電力会社である。Opplandskraft DA は、Akershus Energi AS、E-CO Energi AS、Eidsiva Vannkraft AS、Oppland Energi AS によって所有されている。

Eidsiva Energi は子会社の Eidsiva Vannkraft と共に、44 カ所の水力発電所を運営し、それらの一部を所有している。その所有者は公共であり、26 地方自治体と 2 県である。約 7 TWh という総平均年間水力発電量のうち、Eidsiva Vannkraft が占めるシェアは 3.5 TWh である。

Eidsiva Energi、Eidsiva Vannkraft、関連電力会社の方針では、水力発電（再生可能エネルギー）を増やしていくことを公表している。いくつかの発電所は、更新および増強が妥当である時期に達している。これを検討し、最終的に計画、申請、導入時にフォローアップすることは持続的なプロセスである。

計画

集合体 (1 号機) は、40 年近くほぼ連続して稼動し、良好な状態にあるとは言えない。必要な作業は、水路の主要機器の見直し、鋼部材の腐食防止、電気装置の交換または改修である。発電機は最も重要な機器であり、改修の日付と期間を決定付ける。改修を満足ゆくまで実施するにはやや長期間が必要となるため、発電量と収益が大幅に低下することが予想される。

タービンの機械的故障によって重大な事故が起こり、8週間の停止が生じたことがあった。将来的な保守の頻度と範囲は増加するものと予想される。

改善のため2つの選択肢が検討された。選択肢Aは、既存の集合体の包括的な補修であり、数カ月間の発電停止を伴う。選択肢Bは、追加ユニット（重複ユニット）、言ってみれば1号機と同じサイズのユニットの設置である。2つのユニット間で運転を切り替えることができる。

選択肢Bを選択することが提案された。1号機を更新するだけよりも良い解決策であった。それに加え、そしてずっと重要なことであるが、実施スケジュールに関して将来的な保守作業の柔軟性が高まる。平均年間発電量の増加は50 GWh程度であると算出された。

2012年1月1日、再生可能発電を支援するシステムであるスウェーデン・ノルウェー共通電力証書市場が開始された。しかし、新規ユニットの計画と決定は、証書市場の実現が決定される前に行われたため、この市場は新規ユニットの直接的な動機にはなっていない。現在のところ、電力市場に参入する権利を申請するかは不明である。

導入

建設工事には、新規の水路、発電所、アクセストンネルが含まれた。困難な地質条件により、発電所1を新規集合体のために拡大することは得策とは言えない。したがって、最初の地下空洞から約200mのところ、新規の地下空洞を掘削する必要があった。既存の水路からの分岐として、別の水路が用意された。

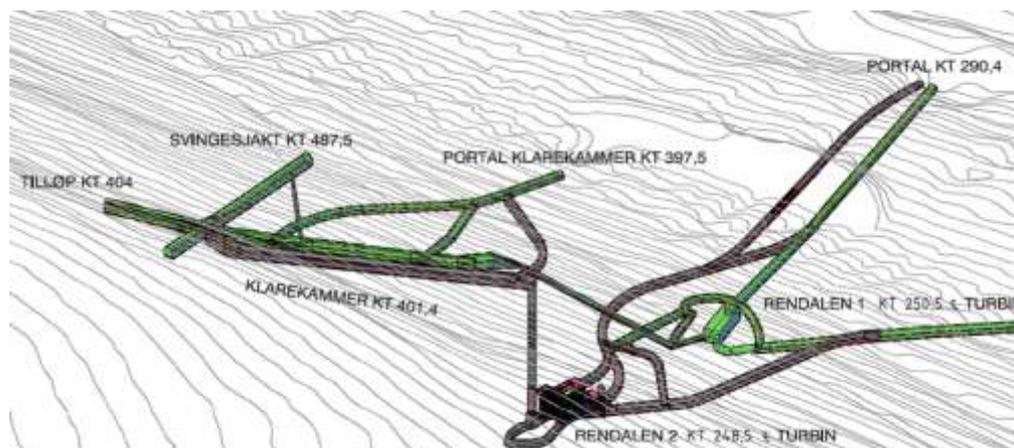


図2 沈殿室、調圧立坑、発電所の概要

説明：

Tilløp：導水路トンネル

Svingesjakt：調圧立坑

Klarekammer：沈殿室

合計85,000 m³の岩盤が掘削された。さらに、プロジェクトには、9,200 m³のコンクリートと500トンの補強材の注入が含まれる。地下工事では安全対策が重要であった。トンネルと地下空洞の恒久的な安全対策費は、総掘削費の65%を占める。

Glomma川からの分流トンネルは、直径3.5mの絞り弁によって沈殿室から分離される。これにより、トンネルを空にすることなく、新規の部屋を掘削することができる。にもかかわらず、部屋の清掃によって運転が停止された。新しいRendalen発電所（第1および第2）では、弁と沈殿室が二重になっている。そのため、将来的に沈殿室を空にする作業は、発電量を低下させることなく実施することができる。

トンネル内での沈殿物の輸送は重大な問題にならない。ほとんどの沈殿物は、短縮を伴うことなくプラントを通して輸送される。洪水期に砂の底部輸送を最小限に抑えるため、取水池の簡単な対策が検討された。これは、現在までに実施されていない。

納入

技術設備は 13 カ国で製造される。製造地は主に欧州だが、ブラジルと中国からの納入もある。ノルウェーの重要な納入品は土木設備であるが、水路の機械設備も含む。

プロジェクトの元請業者、支援業者、エンジニアリングサービスは以下のとおりである。

土木工事元請業者：	Veidekke Entreprenør AS
土木工事コンサルタント：	Multiconsult AS
集合体タービンサプライヤー：	Rainpower Norway AS
水路機械設備サプライヤー：	Rainpower Services AS
発電機サプライヤー：	VG Power AG
変圧器サプライヤー：	Siemens AG
300 kV 開閉装置サプライヤー：	Siemens AS
制御装置サプライヤー：	Voith Norway AS
300 kV ケーブルサプライヤー：	Súdkabel GmbH
機器室クレーンサプライヤー：	Cone Cranes AB
冷却及び排水設備サプライヤー：	Bismo Industrier AS

水路

Glomma 川からつながる長さ 29km の旧分流トンネルは、困難な地質区域を通過して建設された。トンネルは、従来の発破掘削を使用して掘削され、安全対策としてショットクリートを使用する先端プロジェクトであった。検査で軽微な損傷が見つかったが、トンネルへのアクセスは 2.7 x 2.7m のゲートで制限されている。それ以上の岩盤すべりを避けるか、または落石を掘削する対策が延期された。取水口から沈殿室までつながる分流トンネルは、新規ユニットの作業の影響を受けなかった。

2つの発電所が水路を共用するが、それぞれのタービンに別の分岐を使用する。2号機用の別の水路系の掘削は、2009年10月に開始された。

新規発電所の水路は、既存の沈殿室前の絞り弁のすぐ上流に位置する既存の導水路（分流）トンネルから分岐する。新しい部屋と圧力立坑は従来のものの近くに位置する。新規ユニットの水は、既存の導水路トンネルに接続される。

1971年の予想と経験と同様、岩質がプロジェクト全体を通じて重大な懸念事項であった。特に、直径 4.5m、高 150m の圧力立坑が困難であった。圧力立坑は、直径 1.6m のレイズボーリング立坑をパイロットとして使用して、最上部から掘削された。岩盤状態が不良であったにもかかわらず、レイズドリルのためのパイロットの精度は高かった。立坑は鋼管に鋳造で裏張りされた。水の侵出と不良な岩盤状態により、現場作業員に困難が生じた。圧力立坑の掘削と裏張りは、2010年6月から2011年6月まで実施された。



図3 建設中の圧力立坑

発電所

新しい発電所は、古い発電所と並列に建設される。タービン、発電機、変圧器のサイズは、古い発電所のものと同様である。

新しい地下発電所は、変圧器用に別の部屋を用意して掘削される。これは、重大なハザードリスクを避けるため、過去数十年間の経験に基づく方法である。1971年から稼動する第1発電所は、発電機と変圧器が同じ地下空洞にあり、別の観点で建設された。



図4 建設期間中の発電所

機械設備は2010年1月に、電気設備は2012年2月に稼動開始した。

新しい集合体が保守その他の理由により停止した場合、古い集合体を使用される。集合体は、全体で55 m³/秒という最大設計流量の範囲内で、始動および停止時期に同時に稼動できる。

新しい発電所のアクセストンネルは、Rendalen 1への入口を起点とする。2つの発電所を追加のアクセストンネルで結ぶことにより、Rendalen 1とRendalen 2は共に、新規制に準じた別の非常口を備える。

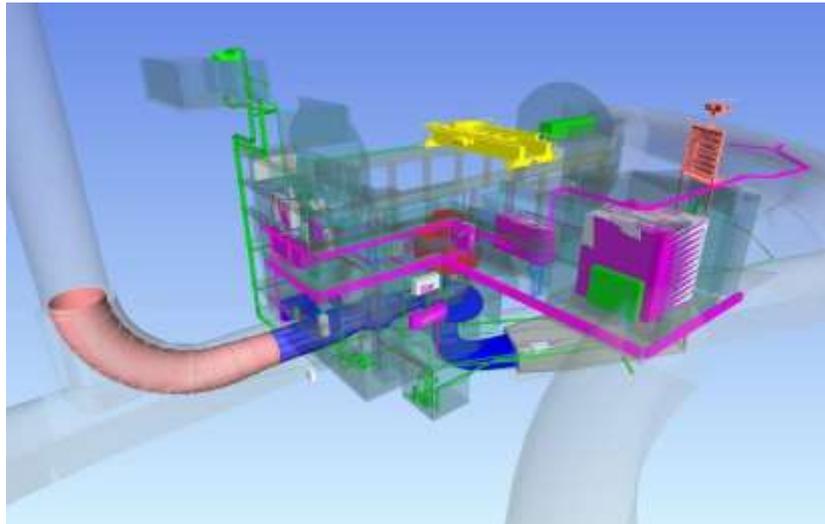


図 5 新しい発電所

グリッドへの接続

Rendalen 2 は、既存の屋外開閉所にある未使用のスイッチベいの 650 m の 300 kV ケーブル経由で 300 kV メイングリッドに接続される。新規のまたは補強された送電線は不要であった。

環境

新しい発電所は、水の利用に関して、主に Rendalen 1 と重複する。アクセスエリアと岩盤堆積物を例外として、環境フットプリントは残らない。

合計 85,000 m³ の岩盤が掘削され、恒久的な堆積物に許容される位置と形状を見つける必要があった。調査により、近隣の地形が堆積物の要求設計に適していることが分かった。建設時には、これに従った。いくつかの岩盤は、他の目的にも使用された。恒久的な堆積物エリアの計画と岩盤の使用可能性の検討は、NVE に従って実施された。NVE は、そのような実施に関する承認当局でもある。

最新のデータ

以下の表に、2号機の設置後における Rendalen 水力発電所の最新データを示す。

表 2 最新データ

項目	1号機	2号機	結果
総落差	210 m	210 m	
設備容量	92 MW	94 MW	92~94 MW
タービンタイプ	フランス	フランス	
回転数		333.33 rpm	
設計流量	55 m ³ /秒	55 m ³ /秒	55 m ³ /秒
発電機容量	110 MVS	114 MVA	110~114 MVA
年間発電量			725 GWh
稼動開始	1971 年	2013 年	

1号機の発電は2号機の設置以前である。2号機は1号機より高効率であるため、運転に優先される。1号機は、2号機の保守中に使用される。

新ユニットは、契約日である2013年4月15日に稼動した。総費用は3億5,650万ノルウェー・クローネ(約6,000万米ドル)であった。これは予算を3.8%下回った。

3. プロジェクトの特徴

3.1 好事例要素

- ・計画および導入が適切に実行された。
- ・既存のユニットをフル稼動しながら、新規ユニット（タービン、発電機）の土木工事および導入が実施された。
- ・どのプロジェクトにおいても同様であるが、時間および予算どおりに実施することが重要であり、成功の明確な指標である。

3.2 成功の理由

- ・十分な計画と周到な意思決定プロセスを通じて、Rendalen I の状態を包括的に評価した。
- ・協力企業とサプライヤーの数をうまく調整した。
- ・中央当局および地方自治体と建設的かつ効果的に協力した。

4. 他地点への適用にあたっての留意点

上記 3.1 項および 3.2 項を参照する。

5. その他（モニタリング、事後評価等）

なし

6. 参考文献

6.1 参考情報

なし

6.2 問合せ先

会社名: Opplandskraft DA

URL: www.eidsivaenergi.no