

नेपाल विद्युत प्राधिकरण

र

बिन्दवासिनी हाईड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी प्रा.लि.

बीच भएको

रुदी खोला ए जलविद्युत आयोजना (द.द मे.वा.)

विद्युत खरीद बिक्री सम्झौताको

(Power Purchase Agreement)

प्रथम संशोधन

२०७३ जेष्ठ

नेपाल विद्युत प्राधिकरण र बिन्दवासिनी हाइड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी प्रा.लि.का बीच रुदी खोला ए जलविद्युत आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत खरीद-बिक्री गर्न मिति २०६९ साल माघ २८ गते सम्झौता (यस पछि “मूल सम्झौता” भनिएको) भएकोमा आयोजनाको क्षमता ६,८०० किलोवाट बाट २,००० कि.वा. थप गरी कुल ८,८०० किलोवाट कायम गरी मूल सम्झौतामा केहि दफाहरु थपघट तथा संशोधन गर्न कम्पनीले अनुरोध गरेको र प्राधिकरणले पनि थप विद्युत शक्ति खरीद गर्न मन्जुर गरेको तथा आयोजनाले ८,८०० कि.वा. क्षमता बृद्धिको सैद्धान्तिक सहमति प्राप्त गरेको र यस सम्बन्धमा मिति २०६६।१०।११ मा ६,८०० किलोवाट क्षमताको लागि सम्पन्न कनेक्शन एग्रीमेन्ट मिति २०७२।०९।३० मा थप २,००० कि.वा. क्षमताको लागि संशोधन समेत भइसकेको हुनाले दुवै पक्षको आपसी सहमतीबाट मूल सम्झौतामा देहाय अनुसारको थपघट तथा संशोधन गरी दुवै पक्षले विद्युत खरीद बिक्री सम्झौताको (Power Purchase Agreement) यो प्रथम संशोधनमा हस्ताक्षर गरी दुई/दुई प्रति बुझिलियौं/दियौं।

१) मूल सम्झौताको दफा १ “परिभाषा र व्याख्या” अन्तर्गत निम्न संशोधनहरु गरिएका छन्:

क) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (क) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (क) कायम गरिएको छ :

“१.१ (क) “आयोजना” (Project) भन्नाले रुदी खोलाको पानीवाट ८,८०० किलोवाट क्षमताको विद्युत शक्ति उत्पादन गर्नको लागि अनुसूची १ (आयोजनाको मुख्य रूपरेखा) अनुसार निर्माण भई कम्पनीको स्वामित्वमा संचालन हुने रुदी खोला ए जलविद्युत आयोजना लाई सम्झनु पर्दछ।”

ख) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (ग) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (ग) कायम गरिएको छ :

“१.१ (ग) “डेलिभरी प्वाइन्ट” (Delivery Point) भन्नाले आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति कम्पनीले प्राधिकरणलाई दिन र प्राधिकरणले सो विद्युत शक्ति लिनको लागि प्रयोग गरिने बिन्दुलाई जनाउँछ। यो बिन्दु मिति २०७२।०९।३० (तदनुसार जनवरी १४, २०१६) मा सम्पन्न भएको कनेक्शन एग्रीमेन्ट (पहिलो संशोधन) को Exhibit 3 (Attachment) अनुसारको लेखनाथ सबस्टेसनको १३२ के. भी. बसबार हुनेछ।”

ग) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (घ) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (घ) कायम गरिएको छ :

“१.१ (घ) “प्रसारण सुविधा” (Interconnection Facilities) भन्नाले आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत शक्ति प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउन विद्युत केन्द्र देखि लेखनाथ सबस्टेशनसम्म र सबस्टेशन भित्र कम्पनीबाट निर्माण जडान हुने कनेक्सन एग्रीमेन्ट (पहिलो संशोधन) को Exhibit-3 Attachment मा देखाइए अनुसारको विद्युत प्रसारण व्यवस्था तथा मिटरिङ सुविधाहरु (CT PT तथा अन्य मिटरिङ सम्बन्धी सामानहरु समेत) लाई सम्झनु पर्दछ।”

घ) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (ज) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (ज) कायम गरिएको छ :

“१.१ (ज) “मूल सम्झौतामा उल्लेख रहेको “व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date)” विक्रम सम्वत् २०७३ साल श्रावण १ गते (तदनुसार जुलाई १६, २०१६) साबिकको ६,८०० किलोवाट क्षमताको लागि कायमै रहनेछ। तर थप हुन जाने २,००० किलोवाट क्षमताको लागि व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) मिति विक्रम सम्वत् २०७४ साल माघ १ गते (तदनुसार जनवरी १५, २०१८) वा दफा १५ अनुसारको काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएमा दुवै पक्षको सहमतिमा व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने भनी तोकिएको मिति सम्झनु पर्दछ।”

ङ) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (ठ) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (ठ) कायम गरिएका छन्:

“१.१ (ठ) कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Contract Energy)” भन्नाले कम्पनीले साविकको ६,८०० किलोवाट क्षमता अनुसार आयोजनाबाट उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई डेलिभरी प्वाइण्टमा उपलब्ध गराउने भनी अनुसूचि २ अनुसार निर्धारण गरिएको सो अनुसूचिको Table-II को Column I मा उल्लेखित मासिक विद्युत उर्जा (kWh) को परिमाणलाई सम्झनु पर्दछ ।”

च) उपदफा १.१ (ठ) पछि निम्नानुसार उपदफाहरु थप गरिएका छन् :

“१.१ (ठक) “थप कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Additional Contract Energy)” भन्नाले थप हुन जाने २,००० किलोवाट क्षमता अनुसार कम्पनीले आयोजनाबाट उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई डेलिभरी प्वाइण्टमा उपलब्ध गराउने भनी अनुसूचि २ को Table II को Column J मा उल्लेखित थप मासिक विद्युत उर्जा (kWh) को परिमाणलाई सम्झनु पर्दछ ।

“१.१ (ठख) “कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Total Contract Energy)” भन्नाले कम्पनीले आयोजनाबाट थप हुन जाने २,००० किलोवाट सहित कुल ८,८०० किलोवाट क्षमता अनुसार उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई डेलिभरी प्वाइण्टमा उपलब्ध गराउने भनी अनुसूचि २ को Table II को Column H मा उल्लेखित मासिक विद्युत उर्जा (kWh) को परिमाणलाई सम्झनु पर्दछ ।”

छ) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (न) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (न) कायम गरिएको छ :

“१.१ (न) “खरीद दर” (Purchase Price) भन्नाले डेलिभरी प्वाइण्टमा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति देखि कम्पनीले प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउने कन्ट्र्याक्ट इनर्जी बापत दफा १२.१ (क) मा तोकिए अनुसारको र थप कन्ट्र्याक्ट इनर्जी बापत दफा १२.१ (ख) मा तोकिए अनुसारको प्रति किलोवाट घण्टा (kWh) को नेपाली रुपैयामा निर्धारण हुने मूल्यलाई सम्झनु पर्दछ ।”

ज) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (म) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (म) कायम गरिएको छ:

“१.१ (म) “मिटरिङ्ग प्वाइण्ट” भन्नाले कनेक्सन एग्रिमेन्ट (पहिलो संशोधन) को Exhibit 3 (Attachment) मा देखाइए अनुसार मेन र चेक मिटरहरु जडान हुने बिन्दुहरु लाई सम्झनु पर्दछ ।”

झ) मूल सम्झौताको उपदफा १.१ (कड) को सट्टा निम्नानुसार उपदफा १.१ (कड) कायम गरिएको छ:

“१.१ (कड) “कनेक्सन प्वाइण्ट” (Connection Point) भन्नाले आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति कम्पनीले प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउन प्रयोग गरिने प्राधिकरणको सबस्टेशनको बसबार रहने बिन्दुलाई जनाउँछ । यो बिन्दु मिति २०७२/०९/३० (तदनुसार जनवरी १४, २०१६) गते सम्पन्न भएको कनेक्सन एग्रिमेन्ट (पहिलो संशोधन) को Exhibit-3 (Attachment) मा देखाइए अनुसार हुनेछ ।”

२) मूल सम्झौताको दफा ४ (घ) को सट्टा निम्नानुसारको दफा ४ (घ) कायम गरिएको छ :

“४ (घ) कम्पनीले विद्युत केन्द्रबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति निर्धारित कनेक्सन प्वाइण्टसम्म पुऱ्याउनको लागि प्राधिकरणलाई मान्य हुने खालको निर्माण, व्यवस्था एवं परिक्षणको कार्य सम्पन्न गरी व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्ममा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) पर्ने गरी आयोजनाको निर्माण तथा परीक्षणको कार्य सम्पन्न गर्नु पर्नेछ । काबु बाहिरको परिस्थितिमा बाहेक कम्पनीबाट हुनु पर्ने उपरोक्त कार्यहरु समयमै सम्पन्न हुन नसकी व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्ममा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) नपरेमा कम्पनीले प्राधिकरणलाई हर्जाना तिर्नु पर्नेछ । साथै प्राधिकरणले पनि कम्पनीबाट आपूर्ति हुने विद्युत शक्ति लिनको लागि प्राधिकरणबाट हुनुपर्ने कार्यहरु सोहि समय भित्र पूरा गरी सक्नु पर्नेछ । समयमै आयोजनाको निर्माण एवं अन्य आवश्यक कार्य सम्पन्न गरी आयोजनाबाट व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने भनी कम्पनीले सूचना दिइसके पछि काबु बाहिरको परिस्थितिमा बाहेक

प्राधिकरणको कारणले आयोजनाबाट व्यापारिक उत्पादन तोकिएको समयमा हुन नसकेमा प्राधिकरणले कम्पनीलाई हर्जाना तिर्नु पर्नेछ । यसरी कम्पनीले प्राधिकरणलाई अथवा प्राधिकरणले कम्पनीलाई तिर्नु पर्ने हर्जाना निम्न सूत्र अनुसार हिसाव गरिनेछ :

क) मूल सम्झौतामा उल्लेखित साविकका ६,८०० किलोवाट क्षमताको लागि :

हर्जाना रकम रु. = ०.०५ × ६,८०० किलोवाट क्षमताको लागि निर्धारित व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) र व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) बीचको दिन अन्तरको अवधीको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी × दफा १२.१ (क) मा उल्लेखित व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मितिको खरीद दर ।

Plus(+)

ख) थप हुन जाने क्षमता (२,००० किलोवाट) को लागि :

हर्जाना रकम रु. = ०.०५ × थप क्षमता (२,००० किलोवाट) को लागि निर्धारित व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) र व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) बीचको दिन अन्तरको अवधीको थप कन्ट्र्याक्ट इनर्जी × दफा १२.१ (ख) मा उल्लेखित व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मितिको खरीद दर ।

प्राधिकरणले लिनु पर्ने यस्तो हर्जाना रकम विद्युत खरीद बापत प्राधिकरणले कम्पनीलाई भुक्तानी गर्नु पर्ने रकमबाट कट्टा गरी लिन सकिने छ । तर यसरी कट्टा गर्दा प्राधिकरणले कम्पनीलाई महिना महिनाको विद्युत खरीद बापत भुक्तानी गर्नु पर्ने रकमको पचास प्रतिशत भन्दा बढि नहुने गरी किस्ताबन्दिमा पहिलो बिल देखि यस्तो हर्जाना पुरा असुल नभएसम्म कट्टा गर्दै जानेछ । प्राधिकरणले हर्जाना तिर्नु पर्ने अवस्थामा पनि यथोचित किस्ताबन्दिमा भुक्तानी गरिने छ ।”

तर कनेक्सन एग्जिमेन्टको Minutes of Meetings बुदा नं. १० को अवस्था आइपरेमा प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने छैन ।

तर थप हुन जाने क्षमता (२,००० किलोवाट) को लागि माथि उल्लेखित हर्जाना सम्बन्धी व्यवस्थालाई व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (RCOD) को समग्र परिस्थितिको मूल्यांकन गरी न्यायोचित व्यवस्था गर्न सकिने छ ।

- ३) मूल सम्झौताको दफा ५.१ (क) मा उल्लेख भएको “कन्ट्र्याक्ट इनर्जी” लाई “कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी” हुने गरी संशोधन गरिएको छ ।
- ४) मूल सम्झौताको दफा ९.५ (ख) मा उल्लेख भएको “कन्ट्र्याक्ट इनर्जी” लाई “कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी” हुने गरी संशोधन गरिएको छ ।
- ५) मूल सम्झौताको दफा ९.७ मा उल्लेख भएको “कन्ट्र्याक्ट इनर्जी” लाई “कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी” हुने गरी संशोधन गरिएको छ ।
- ६) मूल सम्झौताको दफा १०.१ को सट्टा निम्नानुसारको दफा १०.१ (क) र दफा १०.१ (ख) कायम गरिएको छ :

“१०.१ (क) मूल सम्झौतामा उल्लेखित साविकको ६,८०० किलोवाट क्षमताको लागि प्राधिकरणले प्रत्येक महिना आयोजनाबाट कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको परिमाण सम्मको Availability Declaration अनुसारको इनर्जी खरीद गरी लिनेछ । यस अनुसार प्राधिकरणले लिनु पर्ने उर्जा Forced Outage को कारणले लिन नसकेमा वा Dispatch Instruction को कारणले नलिएमा अनुसूचि ३ (क) को प्रावधान अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्नेछ ।

१०.१ (ख) दफा १०.१ (क) मा जसुकै उल्लेख भएता पनि थप हुन जाने २,००० किलोवाट क्षमताको लागि व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) र व्यापारिक उत्पादन शुरु भएको मिति मध्ये जुन ढिला हुन्छ सोही मिति देखि प्राधिकरणले प्रत्येक महिना

आयोजनाबाट लिनु पर्ने उर्जा Forced Outage को कारणले लिन नसकेमा वा Dispatch Instruction को कारणले नलिएमा कूल क्षमताकै लागि अनुसूचि ३ (ख) को प्रावधान अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्नेछ ।”

तर कनेक्सन एग्रिमेन्टको Minutes of Meetings बुदा नं. ९ मा व्यवस्था भए अनुसार आयोजनाको थप क्षमता (२,००० कि.वा.) को लागि इशिव आर्थिक वर्ष २०१८/१९ देखि २०२९/३० सम्मको अवधिमा प्राधिकरणको भार प्रेषण केन्द्रको निर्देशन बमोजिम आयोजना संचालन गर्नु पर्दा अनुसूचि ३ को प्रावधान अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने छैन ।

- ७) मूल सम्झौतामा उल्लेखित साविकको ६,८०० किलोवाट क्षमताको लागि दफा १०.२ कायमै रहनेछ । तर थप हुन जाने २,००० किलोवाट क्षमता सहित ८,८०० किलोवाट क्षमताबाट व्यापारिक उत्पादन शुरु भएपछि मूल सम्झौताको दफा १०.२ खारेज भई निम्नानुसारको दफा १०.२ कायम हुनेछ :

“१०.२ कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी वा Availability Declaration को आधारमा गणना हुने मासिक उर्जा मध्ये जुन घटी छ सो को ८० (अस्सी) प्रतिशत भन्दा कम नहुने गरी प्रत्येक महिना कम्पनीले आयोजनाबाट विद्युत उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई विद्युत आपूर्ति गर्नु पर्नेछ । प्राधिकरणको कारण वा Scheduled Outage वा आकस्मिक मर्मत संभार वा काबु बाहिरको परिस्थितिको कारण बाहेक अन्य कारणले यसरी तोकिएको परिमाण सम्मको विद्युत उर्जा कम्पनीले आपूर्ति गर्न नसकेमा वा नगरेमा निम्न Case हरुमा निम्न सूत्र अनुसार कम्पनीले प्राधिकरणलाई क्षतिपूर्ति स्वरुप रकम भुक्तानी गर्नु पर्नेछ :

Case I : Availability Declaration को आधारमा हुन आउने मासिक उर्जा कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी बराबर भएमा

क) यदि $(ME+TSFE) \leq 0.8 \times CE$ भएमा

क्षतिपूर्ति रकम रु. = $(0.8 \times CE - ME - TSFE) \times$ दफा १२.१ (क) को विद्युत उर्जा खरीद दर + $(0.8 \times ACE) \times$ दफा १२.१ (ख) को विद्युत उर्जा खरीद दर

ख) यदि $(ME+TSFE) > 0.8 * CE$ तर $\leq 0.8 \times TCE$ भएमा

क्षतिपूर्ति रकम रु. = $(0.8 \times TCE - ME - TSFE) \times$ दफा १२.१ (ख) को विद्युत उर्जा खरीद दर

Case II : Availability Declaration को आधारमा हुन आउने मासिक उर्जा कन्ट्र्याक्ट इनर्जी भन्दा बढी भएमा

क) यदि $(ME+TSFE) \leq 0.8 \times CE$ भएमा

क्षतिपूर्ति रकम रु. = $(0.8 \times CE - ME - TSFE) \times$ दफा १२.१ (क) को विद्युत उर्जा खरीद दर + $0.8 \times (AD - CE) \times$ दफा १२.१ (ख) को विद्युत उर्जा खरीद दर

ख) यदि $(ME+TSFE) > 0.8 \times CE$ तर $\leq 0.8 \times AD$ भएमा

क्षतिपूर्ति रकम रु. = $(0.8 \times AD - ME - TSFE) \times$ दफा १२.१ (ख) को विद्युत उर्जा खरीद दर

Case III: यदि Availability Declaration को आधारमा हुन आउने मासिक उर्जा कन्ट्र्याक्ट इनर्जी भन्दा कम भएमा

क्षतिपूर्ति रकम रु. = $(0.8 \times AD - ME - TSFE) \times$ दफा १२.१ (क) को विद्युत उर्जा खरीद दर;

जहाँ,

ME = कम्पनीले उपलब्ध गराएको मासिक उर्जा (Metered Energy)

CE = कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Contract Energy)

TSFE = प्राधिकरणको कारणले वा schedule outage वा आकस्मिक मर्मत संभार वा काबु बाहिरको परिस्थितिको कारणले आयोजनाबाट उपलब्ध हुन नसकेको उर्जा

TCE = कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Total Contract Energy)

ACE = थप कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Additional Contract Energy)

AD = Availability Declaration को आधारमा हुन आउने मासिक उर्जा

यसरी हिसाब गर्दा क्षतिपूर्ति रकम ऋणात्मक भएमा क्षतिपूर्ति रकम शून्य मानिनेछ ।

क्षतिपूर्ति रकम बिल रकम भन्दा बढी भएमा बिल रकम भन्दा बढी भएको क्षतिपूर्ति रकम कम्पनीले प्राधिकरणलाई तिर्न पर्ने छैन । कम्पनीले तिर्नु पर्ने क्षतिपूर्ति रकम प्राधिकरणले बिलको भुक्तानी दिँदा कट्टा गर्न सक्नेछ । ”

८) मूल सम्झौताको दफा १२.१ को सट्टा निम्नानुसारको उपदफाहरु क्रमशः १२.१ (क) र १२.१ (ख) कायम गरिएका छन् :

“१२.१ (क) प्राधिकरणले व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मितिदेखि हरेक महिना कम्पनीले आयोजनाबाट उत्पादन गरी उपलब्ध गराएको साविकको ६,८०० किलोवाट अनुसारको कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको परिमाण सम्मको उर्जा खरीद वापत वर्षा याममा प्रति कि.वा घण्टा रु रु ४१८० (चार रुपैयाँ असी पैसा मात्र) र सुख्खा याममा प्रति कि.वा. घण्टा रु ८१४० (आठ रुपैयाँ चालीस पैसा मात्र) विद्युत खरीद दरले हुन आउने रकम कम्पनी वा दफा ३४ अनुसारको अगुवा बैंक वा वित्तीय संस्थालाई बुझाउने छ । साथै व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) पर्ने आर्थिक वर्ष लाई आधार वर्ष मानी त्यसपछिको प्रत्येक आर्थिक वर्षको लागि ३ (तीन) प्रतिशतका दरले पाँच पटकसम्म साधारण मूल्यवृद्धि दिई निम्न तालिका अनुसार विद्युत उर्जा खरीद दर कायम गरिएको छ ।”

अवधि (व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (COD) कायम भएको महिना लगत्तै पछिको महिनालाई पहिलो महिना मानी अवधि गणना हुनेगरि)	सुख्खा याम (पौष देखि चैत्र सम्म (रु. प्रति युनिट)	वर्षा याम (बैशाख देखि मार्ग सम्म (रु. प्रति युनिट)
पहिलो महिना देखि १२ औँ महिनासम्म	८१४०	४१८०
१३ औँ महिनादेखि २४ औँ महिनासम्म	८१६५	४१९४
२५ औँ महिनादेखि ३६ औँ महिनासम्म	८१९०	५१०९
३७ औँ महिनादेखि ४८ औँ	९१९६	५१२३

महिनासम्म		
४९ औं महिनादेखि ६० औं महिनासम्म	९।४१	५।३८
६१ औं महिनादेखि सम्झौता अवधिसम्म	९।६६	५।५२

“१२.१ (ख) थप हुन जाने २,००० किलोवाट क्षमता अनुसारको थप कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको हकमा वर्षा याममा प्रति कि.वा घण्टा रु ४।८० (चार रुपैयाँ असी पैसा मात्र) र सुख्खा याममा प्रति कि.वा. घण्टा रु ८।४० (आठ रुपैयाँ चालीस पैसा मात्र) विद्युत खरीद दरले हुन आउने रकम कम्पनी वा दफा ३४ अनुसारको अगुवा बैंक वा वित्तीय संस्थालाई बुझाउने छ । साथै व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) बाट एक वर्ष पुगेको महिनाको लगत्तै पछिको महिनादेखि लागु हुनेगरि प्रत्येक वर्षको लागि ३ (तीन) प्रतिशतका दरले ५ (पाँच) पटकसम्म साधारण मूल्यवृद्धि दिई निम्न तालिका अनुसार विद्युत उर्जा खरीद दर कायम गरिएको छ ।

अवधि (व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (COD) कायम भएको महिना लगत्तै पछिको महिनालाई पहिलो महिना मानी अवधि गणना हुनेगरि)	सुख्खा याम (पौष देखि चैत्र सम्म (रु. प्रति युनिट)	वर्षा याम (बैशाख देखि मार्ग सम्म (रु. प्रति युनिट)
पहिलो महिना देखि १२ औं महिनासम्म	८।४०	४।८०
१३ औं महिनादेखि २४ औं महिनासम्म	८।६५	४।९४
२५ औं महिनादेखि ३६ औं महिनासम्म	८।९०	५।०९
३७ औं महिनादेखि ४८ औं महिनासम्म	९।१६	५।२३
४९ औं महिनादेखि ६० औं महिनासम्म	९।४१	५।३८
६१ औं महिनादेखि सम्झौता अवधिसम्म	९।६६	५।५२

माथि १२.१ (ख) मा जसुकै लेखिएको भएता पनि व्यापारिक उत्पादन शुरु हुनपर्ने मिति Required Commercial Operation Date (RCOD) को तुलनामा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति Commercial Operation Date (COD) ढिलो हुन गएमा विद्युत उर्जा खरीद दर निम्नानुसार बार्षिक मूल्य वृद्धि दिई कायम गरिने छ

- (क) RCOD को तुलनामा COD ६ महिनाभन्दा बढी १८ महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा ४ वटा मात्र मूल्यवृद्धि दिईनेछ ।
- (ख) RCOD को तुलनामा COD १८ महिनाभन्दा बढी ३० महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा ३ वटा मात्र मूल्यवृद्धि दिईनेछ ।
- (ग) RCOD को तुलनामा COD ३० महिनाभन्दा बढी ४२ महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा २ वटा मात्र मूल्यवृद्धि दिईनेछ ।



- (घ) RCOD को तुलनामा COD ४२ महिनाभन्दा बढी ५४ महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा १ वटा मात्र मूल्यबृद्धि दिईनेछ ।
- (ङ) RCOD को तुलनामा COD ५४ महिनाभन्दा बढी ढिलो हुन गएमा मूल्यबृद्धि दिईनेछैन ।

९) मूल सम्झौताको दफा १२.२ को सट्टा निम्नानुसारको दफा १२.२ कायम गरिएको छ :

“१२.२ प्राधिकरणले Dispatch Instruction जारी गरी खरीद गरी लिने अतिरिक्त उर्जा (Excess Energy) को हकमा दफा १२.१ (ख) अनुसारको खरीद दरको ५०% (पचास प्रतिशत) दरमा कम्पनीले बिलिङ्ग गर्ने र प्राधिकरणले भुक्तानी गर्नेछ ।”

१०) मूल सम्झौताको दफा १२.४ को सट्टा निम्नानुसारको दफा १२.४ कायम गरिएको छ :

“१२.४ व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति अगावै आयोजनाको निर्माण तथा परीक्षण कार्य सम्पन्न भई COD भएमा प्राधिकरणले आफ्नो Existing ग्रीड प्रणालीमा प्रवाह हुन सक्ने सम्मको विद्युत उर्जा आवश्यकता अनुसार Dispatch Instruction जारी गरी आयोजनाबाट लिन सक्नेछ । यसरी विद्युत लिए बापत कन्ट्र्याक्ट इनर्जी सम्मको परिमाणको लागि दफा १२.१ (क) मा तोकिएको मूल्य दरमा र थप कन्ट्र्याक्ट इनर्जी सम्मको परिमाणको लागि दफा १२.१ (ख) मा तोकिएको मूल्य दरमा प्राधिकरणले कम्पनीलाई भुक्तानी गर्नेछ ।”

११) मूल सम्झौताको दफा २०.३ को सट्टा निम्नानुसारको दफा २०.३ कायम गरिएको छ :

“२०.३ दफा १६ को (ङ) को अवस्था परी दायित्व पुरा नगरेको सूचना जारी भएको अवस्थामा सो अवधीको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी तथा थप कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको शतप्रतिशत परिमाणलाई क्रमशः दफा १२.१ (क) र दफा १२.१ (ख) अनुसारको विद्युत खरीद दरले हिसाब गरी आउने रकम समेत पत्र प्राप्त भएको मितिले ४५ (पैतालिस) दिन भित्र कम्पनीले प्राधिकरणलाई बुझाउनु पर्नेछ । प्राधिकरणले कम्पनीलाई बुझाउनु पर्ने रकमबाट सो रकम कट्टा गर्न पनि सकिने छ ।”

१२) मूल सम्झौताको दफा २०.५ को सट्टा निम्नानुसारको दफा २०.५ कायम गरिएको छ:

“ २०.५ दफा १६ (ज) को अवस्था परी प्राधिकरणबाट कम्पनीले दायित्व पुरा नगरेको सूचना जारी भएको एक महिना भित्र दायित्व पुरा गर्न नसक्नुको कारण बारे आयोजनाको भौतिक प्रगति विवरण सहित कम्पनीले जवाफ दिनु पर्नेछ । उक्त जवाफ प्राधिकरणलाई मुनासिब नलागेमा प्राधिकरणले सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) लिखित रूपमा जारी गरी यो सम्झौता रद्द गर्न सक्नेछ ।

१३) मूल सम्झौताको दफा २४ (घ) पछि निम्न अनुसार दफा २४ (ङ) थप गरिएको छ :

“२४ (ङ) यस सम्झौताको दफा ३८.२ (क) को अवस्था आइ परेमा यो पहिलो संशोधन रद्द हुनेछ ।”

१४) मूल सम्झौताको दफा ३८ (विविध) मा निम्न अनुसार संशोधन गरिएका छन् :

(क) उपदफा ३८.२ पछि निम्नानुसारको दफा ३८.२ (क) थप गरिएको छ :

“३८.२(क) यो पहिलो संशोधन भएको मितिले थप हुन जाने (२,००० किलोवाट) क्षमताको लागि १२ (बाह) महिना भित्र बित्तिय व्यवस्था समापन मिति (Financial Closure Date) पर्ने गरी कम्पनीले आयोजनाको लागि बित्तिय व्यवस्था समापन गर्नु पर्ने अवधि कायम गरिएको छ । यस बमोजिम तोकिएको समयमा आयोजनाको बित्तिय व्यवस्था समापन भएको विवरण सहितको जानकारी प्राधिकरणमा प्राप्त नभएमा यो प्रथम संशोधन खारेज हुनेछ र दफा ३८.१५(क) अनुसार कम्पनीले बुझाएको निशर्त परफरमेन्स जमानत (Performance Guarantee) जफत हुनेछ ।



उत्पादनको अनुमति पत्रमा उल्लेखित वित्तीय व्यवस्थाको समय सीमालाई नेपाल सरकारको निर्णयबाट पछि विस्तार गरिएमा यस सम्झौताको हकमा पनि सोही विस्तारित समयसीमा नै कायम हुनेछ । ”

(ख) उपदफा ३८.१५ पछि निम्नानुसारको उपदफा ३८.१५ (क) थप गरिएको छ :

“३८.१५(क) यो पहिलो संशोधन गर्दा कम्पनीले प्राधिकरणमा थप हुन जाने क्षमता (२,००० किलोवाट) को लागि निर्धारित व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति भन्दा ९० (नब्बे) दिन पछिसम्म म्याद कायम रहने गरी बुझाएको रु. १२,००,०००/- (अक्षरूपी रु. बाह्र लाख मात्र) को निशर्त परफरमेन्स जमानत (Performance Guarantee) निर्धारित व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्म आयोजनाको साइटमा भौतिक प्रगति ५० प्रतिशत वा सो भन्दा बढी भएमा उक्त परफरमेन्स जमानत प्राधिकरणले फुकुवा गर्नु पर्नेछ । निर्धारित व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्म साइटमा आयोजनाको भौतिक प्रगति ५० प्रतिशत भन्दा कम भएमा उक्त परफरमेन्स जमानत जफत हुनेछ । साविकको क्षमताको व्यापारिक उत्पादन शुरु हुनु अगावै कम्पनीको कारणले यो सम्झौता रद्द भएमा वा दफा ३८.२(क) वा दफा ३८.३ को अवस्था आएमा पनि उक्त बैंक जमानत जफत हुनेछ ।”

१५) उपदफा ३८.१८ पछि निम्नानुसारको उपदफा ३८.१९ र ३८.२० थप गरिएको छ:

“३८.१९ दफा ३८.१५ (क) मा उल्लेखित आयोजनाको भौतिक प्रगति मापन गर्ने कार्यको लागि आवश्यक विधी र प्रकृया समन्वय समितिले निर्धारण गरे बमोजिम हुनेछ ।”

१६) उपदफा ३८.१९ पछि निम्नानुसारको उपदफा ३८.२० थप गरिएको छ:

“३८.२० यो पहिलो संशोधन अनुसार थप हुन जाने क्षमता (२,००० किलोवाट) को लागि

- क) कम्पनीले प्राप्त गरेको विद्युत उत्पादनको अनुमतिपत्र विद्युत खरीद सम्झौतामा हस्ताक्षर भएको मितिले ९ (नौ) महिनाभित्र प्राधिकरणमा बुझाउनु पर्नेछ ।
- ख) सम्बन्धित निकायबाट विधिवत जारी भएको विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्र (Generation License) कम्पनीले प्राधिकरणमा बुझाएको मितिदेखि विद्युत खरीद सम्झौता प्रभावकारी हुनेछ ।
- ग) माथि प्रकरण (क) मा उल्लिखित अवधिभित्र कम्पनीले विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्र प्राप्त गरेको प्रमाण पेश गर्न नसकेमा थप हुन जाने क्षमता (२,००० किलोवाट) को लागि सम्पन्न विद्युत खरीद सम्झौता रद्द हुनेछ र सोही आधारमा परफरमेन्स जमानत समेत जफत हुनेछ ।”

१७) मूल सम्झौताको अनुसूची १, अनुसूची २, अनुसूची ३ र अनुसूची ५ पुरै हटाईएको र सो को ठाउँमा पहिलो संशोधनसँग संलग्न गरिएको अनुसूची १, अनुसूची २, अनुसूची ३ (क), अनुसूची ३ (ख) र अनुसूची ५ कायम गरिएका छन् ।



यो प्रथम संशोधन दुवै पक्षको अधिकार प्राप्त व्यक्तिबाट तल उल्लेखित गरिएका साक्षीको रोहबरमा चार सक्कल प्रतिहरुमा हस्ताक्षर गरी २०७३ साल जेष्ठ १३ गते (तदनुसार मे २६, २०१६) का दिन नेपाल विद्युत प्राधिकरण, दरबारमार्गमा सम्पन्न भयो ।

नेपाल विद्युत प्राधिकरणका तर्फबाट

नाम : राजीव शर्मा
दर्जा : उपकार्यकारी निर्देशक
योजना अनुगमन तथा सू.प्र.निर्देशनालय

दस्तखत :

मिति :

2063/2/193



साक्षी :

नाम : प्रवल अधिकारी
दर्जा : प्रमुख
विद्युत व्यापार विभाग

दस्तखत :

मिति :

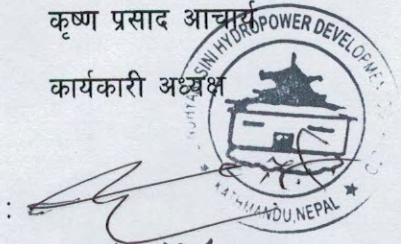
2063/2/193

बिन्दवासिनी हाईड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी प्रा.लि.को तर्फबाट

नाम : कृष्ण प्रसाद आचार्य
दर्जा : कार्यकारी अध्यक्ष

दस्तखत :

मिति :



063/2/193

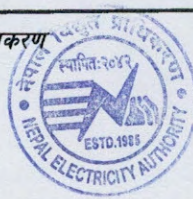
साक्षी :

नाम : डा. लक्ष्मण पौडेल
दर्जा : संचालक

दस्तखत :

मिति :

2073/02/13



अनुसूची १

आयोजनाको मुख्य रूपरेखा

(Salient Features of the Project)

Rudi Khola-A Hydropower Project

1 Project Location

Development Region	: Western
Zone	: Gandaki
District	: Lamjung/Kaski
Intake Site	: Pas Gaun VDC (Lamjung) & Mijure Danda VDC (Kaski)
Powerhouse Site	: Mijure Danda VDC (Kaski)
<i>Geographical Co-ordinates</i>	
Latitude	: 28 ⁰ 13' 51" N to 28 ⁰ 16' 20" N
Longitude	: 84 ⁰ 11' 00" E to 84 ⁰ 13' 00" E

2 General

Name of Water Source	: Rudi Khola and Chheduwa Khola
Nearest Town	: Karapu Bazar
Type of Scheme	: Run-of-river
Gross Head	: 305.02 m
Net rated Head	: 282.37 m
Installed Capacity	: 8,800 kW
Average Annual Energy after Outage	: 46.871 GWh

3 Hydrology

Catchment Area	: 53.43 km ²
Mean Annual Discharge	: 6.575 m ³ /s
Design Discharge (at 40% PoE)	: 3.72 m ³ /s
Riparian Release	: 0.134 m ³ /sec
Design Flood Discharge	: 83 m ³ /sec (100 Yr. floods)
Average Annual Precipitation	: 4,225 mm

4 Headworks

Chheduwa Headworks

Weir Type	: Free flow weir with Side Intake
Crest Level	: EL 963.58 m
Length	: 8.50 m
Height of Weir	: 1.0 m
Openings	: 2.40 × 0.62, 1 no.
Crest Level of Intake	: EL 963.08 m
Sluice	: Vertical Sluice gate
Size	: 1.20 m × 1.32 m
Crest Level of Sluice	: EL 962.26 m



Rudi Collection	
Weir Type	: Free flow weir with Side Intake
Crest Level	: EL 946.515 m
Length	: 16 m
Height of Weir	: 3.0 m
Openings	: 2.0 m × 1.85 m, 2 nos
Crest Level of Intake	: EL 945.515 m
Sluice	: Vertical Sluice Gate
Size	: 2.0 m × 1.5 m
Crest Level of Sluice	: EL 944.515 m
5 Gravel Trap	
Chheduwa Collection	
Type	: Rectangular, RCC
Length	: 10 m
Size (Width x Depth)	: 1.80 m × 1.0 m ~ 2.0 m
Particles to be settled	: >5 mm
Rudi Diversion	
Type	: Rectangular, RCC
Length	: 14.47 m
Size (Width x Depth)	: 4.50 m × 1.85 m ~ 3.30 m
Particles to be settled	: >5 mm
6 Connecting Pipe	
Chheduwa Collection	
Material	: Mild Steel Welded Pipe
Pipe Diameter	: 0.75 m, 8 mm thick
Length	: 624.0 m
Rudi Diversion	
Material	: Mild Steel Welded Pipe
Pipe Diameter	: 1.5 m, 8 mm thick
Length	: 237 m
7 Desanding Basin	
Type	: Simple RCC, Hopper Bottom Type
Effective Size	: 5.00 m × 2.757 m ~ 3.517 m, 2 bay
Inlet Transition Length	: 10.30 m
Outlet Transition Length	: 2.50 m
Trap Efficiency	: 90%
Particles to be settled	: 0.15 mm
8 Headrace Pipe	
Type	: Mild Steel Welded Pipe




	Length	: 4,874 m
	Pipe Diameter	: 1.50 m
	Minimum shell Thickness	: 8 mm
	Nos of Anchor Blocks	: 85
9	Surge Tank	
	Type	: RCC, Rectangular Tank with Chambers
	Size (W x D)	: 9 m (L) x 6 m (W)
	Internal Height of Lower Tank	: 8.78 m
	Internal Height of Upper Tank	: 6.75 m
	Upsurge Water Level	: EL 940.79 m
	Downsurge Water Level	: EL 917.85 m
10	Steel Penstock Pipe	
	Type	: MS welded Pipe
	Size	: 1.3 m, 8 mm ~ 16 mm & 1.25 m, 18 mm ~ 25 mm
	Length	: 1,101 m
	Nos of Anchor Blocks	: 22
11	Powerhouse	
	Type	: Surface
	Size	: 10.60 m x 32.60 m
	Height	: 9.08 m
12	Tailrace	
	Type	: RCC, Rectangular
	Length	: 137 m
	Dimension (W x D)	: 2.0 m x 1.85 m
	Tailrace Water Level	: EL. 637.38 msl
13	Turbine	
	Type	: Horizontal Axis, Pelton
	Number of Units	: 2 (Two)
	Rated Output Capacity per unit	: 4,650 kW
	Rated Net Head	: 281.23 m
	Discharge per Unit	: 1.86 m ³ /s
	Rated Speed	: 600 rpm
	Turbine Centre Level	: EL. 641.50 m
	Efficiency	: 90%
14	Governor	
	Type	: Electronic with PID Control
	Adjustment for Speed Drop	: Between 0 to 5 %
15	Generator	
	Type	: Synchronous, 3 Phase, Outdoor



Number of Units	: 2 (Two)
Rated Output Capacity per Unit	: 5,176 KVA
Power Factor	: 0.85
Voltage	: 6.3 kV
Frequency	: 50 Hz.
Excitation System	: Brushless
Efficiency	: 97 %

16 TransformerAt Powerhouse

Type	: Three phase, ONAN, 50 Hz
Rated Capacity	: 11 MVA
Nos of Unit	: 1 (One)
Voltage Ratio	: 33 kV/6.3 kV
Vector Group	: YNd 11
Efficiency	: 99 %

At Lekhnath Sub-station (Combined with Rudi-B Hydropower Project)

Type	: Three phase, ONAN, 50 Hz
Rated Capacity	: 20 MVA
Nos of Unit	: 1 (One)
Voltage Ratio	: 132 kV/33 kV
Vector Group	: YNyn0
Efficiency	: 99 %

17 Transmission Line

Voltage level	: 33 kV
Length	: 20.50 km
Conductor	: ACSR "DOG"
From	: Powerhouse
To	: NEA Lekhnath Sub-Station

18 Project Cost Estimate

Total Cost of the Project	: NRs 1,305.062 million (without IDC)
---------------------------	---------------------------------------

19 Construction Period

: 36 Months

20 Other:

Facilities for Black Start, Off Grid Mode Operation or Local Grid Mode Operation shall be incorporated in the Project.

Note: Dimensions given above are approximate values. Dimensions and other minor details given above which do not adversely affect the performance of the Project as required by or envisaged in this PPA, may change during detail engineering and construction phase, provided that such deviations/changes are approved by Coordination Committee.



अनुसूची २

बिद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका

Table I

Installed Capacity (kW)	8,800	Turbine Efficiency	90.0%
Design Discharge (m ³ /s)	3.72	Generator Efficiency	97.0%
Min Release + Irr. Req (m ³ /s)	0.134	Transformer Efficiency	99.0%
Gross Head (m)	305.02	Combined Efficiency	86.4%
Outage + Losses + Self Consumption (%)			11.6%

Table II

Month	No. of Days*	River Discharge (m ³ /sec)	Chheduwa Khola Discharge (m ³ /sec)	Discharge for Power Generation (m ³ /sec)	Net Head (m)	Average Monthly Power (kW)	Max Monthly Power (kW)	Monthly Generation before Outage & Losses (kWh)	Outage Including Losses (kWh)	Total Contract Energy (kWh) For 8.8 MW	Contract Energy (kWh) For 6.8 MW	Additional Contract Energy (kWh) For 2 MW
	A	B		C	D	E	E1	F	G	H = F-G	I	J
Baishakh	31	1.40	0.31	1.58	296.96	4,021	4,913	2,961,527	343,537	2,617,990	1,963,636	654,354
Jestha	31	2.38	0.76	3.01	288.52	7,435	8,800	5,476,112	635,229	4,840,883	3,592,196	1,248,687
Ashadh	32	13.31	2.95	3.72	282.37	8,800	8,800	6,481,728	751,880	5,729,848	4,524,270	1,205,578
Shrawan	31	21.67	4.81	3.72	282.37	8,800	8,800	6,690,816	776,135	5,914,681	4,382,886	1,531,795
Bhadra	31	20.05	4.45	3.72	282.37	8,800	8,800	6,481,728	751,880	5,729,848	4,382,886	1,346,962
Ashwin	31	11.31	2.51	3.72	282.37	8,800	8,800	6,481,728	751,880	5,729,848	4,382,886	1,346,962
Kartik	30	2.05	0.94	2.86	289.66	7,092	8,800	4,886,614	566,847	4,319,766	3,450,812	868,954
Mangsir	29	1.81	0.40	2.08	294.59	5,254	6,677	3,744,730	434,389	3,310,342	2,404,113	906,229
Paush	30	1.30	0.29	1.45	297.47	3,695	4,496	2,634,010	305,545	2,328,465	1,745,866	582,599
Magh	29	1.13	0.25	1.25	298.18	3,181	3,786	2,191,965	254,268	1,937,697	1,452,163	485,534
Fagun	30	1.21	0.27	1.34	297.85	3,427	3,937	2,442,824	283,368	2,159,457	1,618,716	540,740
Chaitra	30	1.26	0.28	1.40	297.64	3,574	4,159	2,547,655	295,528	2,252,127	1,688,421	563,706
Total	365							53,021,438	6,150,487	46,870,951	35,588,853	11,282,098

नोट : १ यस टेबलमा दिइएको भन्दा फरक दिन संख्या परेका महिनाहरुमा यस टेबलको आधारमा निस्कने प्रति दिनको कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जीले महिनाको वास्तविक दिन संख्यालाई गुणा गरी सो महिनाको कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी निर्धारण गरिनेछ ।

२. सम्झौताको बुदा ३८.१७ मा व्यवस्था भए अनुसार व्यापारिक उत्पादन (COD) भएको प्रत्येक ५ वर्ष पूरा भए पछि प्रत्येक महिनाको कुल कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Total Contract Energy) परिवर्तन गर्न सकिनेछ ।

Table III

सुख्खा यामको कूल इनर्जी (kWh)	8,677,746
बर्षा यामको कूल इनर्जी (kWh)	38,193,205
जम्मा (kWh)	46,870,951

अनुसूची ३ (क)

दफा १०.१ (क) को लागि क्षतिपूर्ति रकम निर्धारण गर्ने सूत्र (६.८ मे.वा.को लागि)

NEA shall pay compensation to the Company pursuant to Article 10.1 subject to the conditions specified herein and in accordance with the following formula:

$$\text{Compensation Amount (Rs.)} = \text{Undelivered Energy} \times \text{Purchase Price}$$

Purchase Price is defined in Article 1.

'Undelivered Energy' shall be calculated differently for the case of Forced Outage and for Non-dispatch case as given hereunder:

Case I: *Forced Outage of NEA line(s) occurs which prevent the Project from generating & delivering according to the Available Capacity :*

$$UE = \sum_{i=1}^n (UC_i \times PT_i)$$

to the extent that

(ME+UE) is equal to or less than 80% of the smaller of Contract Energy and the energy according to Availability Declaration for the Month;

Where,

UC = Undelivered Capacity (kW) = Available Capacity – Capacity Delivered
= 0, if negative.

ME = Energy delivered by Company as recorded by the Meter

UE = Undelivered Energy (in the Month) in kWh;

n = Number of Forced Outage in the Month;

PT = Prorated Time in Hours;

$$= \left(\frac{\text{Available Capacity} - \text{Capacity Delivered}}{\text{Monthly Capacity as specified in Column E Table II of Schedule 2}} \right) \times \text{Forced Outage Hours}$$

Case II: *NEA issues Dispatch Instructions to Project to generate less than the Available Capacity:*

$$UE = \sum_{i=1}^n (UC_i \times PT_i);$$



Where,

UC = (Available Capacity—the greater of Capacity Dispatched and Capacity Delivered);

$$PT = \left(\frac{\text{Available Capacity – the greater of Capacity Dispatched and Capacity Delivered}}{\text{Monthly Capacity as specified in Column E of Table II of Schedule 2}} \right) \times \text{Nondispatched Hours}$$

Notwithstanding the provisions under both cases given above in this Schedule, Compensation Amount shall be considered equal to zero if and so long as the following conditions hold true:

- the cumulative of PT (Prorated Time) is equal to or less than 'N' hours in the Fiscal Year, where N= 72;
- the dispatched and delivered energy in the month is equal to or greater than 100% of the smaller of Contract Energy and the energy according to Availability Declaration for the Month. In such event, Forced Outage Hours and Nondispatched Hours shall be considered as zero.

Furthermore, the reduction in the delivery of power from the Project shall not be considered for calculation of Compensation Amount if and as long as such reduction is caused by Force Majeure Event or Scheduled Outage or by Company or by Company's contractors;

'Available Capacity' is defined in Article 1.

'Nondispatched Hours' shall mean the duration in hours for which the Project is required to generate power less than the Available Capacity pursuant to a Dispatch Instruction.

अनुसूची ३ (ख)

दफा १०.१ (ख) को लागि क्षतिपूर्ति रकम निर्धारण गर्ने सूत्र (थप हुन जाने २.० मे.वा. सहित ८.८ मे.वा.को लागि)

NEA shall pay compensation to the Company pursuant to Article 10.1 subject to the conditions specified herein and in accordance with the following formula:

$$\text{Compensation Amount (Rs.)} = \text{Undelivered Energy} \times \text{Purchase Price}$$

Purchase Price is defined in Article 1.

'Undelivered Energy' shall be calculated differently for the case of Forced Outage and for Non-dispatch case as given hereunder:

Case I: *Forced Outage of NEA line(s) occurs which prevent the Project from generating & delivering according to the Available Capacity :*

$$UE = \sum_{i=1}^n (UC_i \times PT_i)$$

to the extent that

(ME+UE) is equal to or less than 80% of the smaller of Total Contract Energy and the energy according to Availability Declaration for the Month;

Where;

UC = Undelivered Capacity (kW) = Available Capacity – Capacity Delivered
= 0, if negative.

ME = Energy delivered by Company as recorded by the Meter

UE = Undelivered Energy (in the Month) in kWh;

n = Number of Forced Outage in the Month;

PT = Prorated Time in Hours;

$$= \left(\frac{\text{Available Capacity} - \text{Capacity Delivered}}{\text{Monthly Capacity as specified in Column E Table II of Schedule 2}} \right) \times \text{Forced Outage Hours}$$

Case II: *NEA issues Dispatch Instructions to Project to generate less than the Available Capacity:*

$$UE = \sum_{i=1}^n (UC_i \times PT_i);$$



Where,

$UC = (\text{Available Capacity} - \text{the greater of Capacity Dispatched and Capacity Delivered});$

$$PT = \left(\frac{\text{Available Capacity} - \text{the greater of Capacity Dispatched and Capacity Delivered}}{\text{Monthly Capacity as specified in Column E Table II of Schedule 2}} \right) \times \text{Nondispatched Hours}$$

Notwithstanding the provisions under both cases given above in this Schedule, Compensation Amount shall be considered equal to zero if and so long as the following conditions hold true:

- the cumulative of PT (Prorated Time) is equal to or less than 'N' hours in the Fiscal Year, where N=72;
- the dispatched and delivered energy in the month is equal to or greater than 100% of the smaller of Total Contract Energy and the energy according to Availability Declaration for the Month. In such event, Forced Outage Hours and Nondispatched Hours shall be considered as zero.

Furthermore, the reduction in the delivery of power from the Project shall not be considered for calculation of Compensation Amount if and as long as such reduction is caused by Force Majeure Event or Scheduled Outage or by Company or by Company's contractors;

'Available Capacity' is defined in Article 1.

'Nondispatched Hours' shall mean the duration in hours for which the Project is required to generate power less than the Available Capacity pursuant to a Dispatch Instruction.



अनुसूची ५

आयोजना स्थलको नक्सा

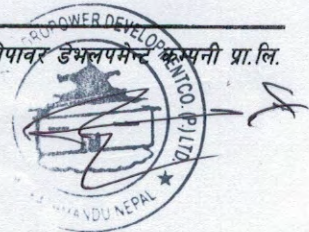
(Project Location Map)

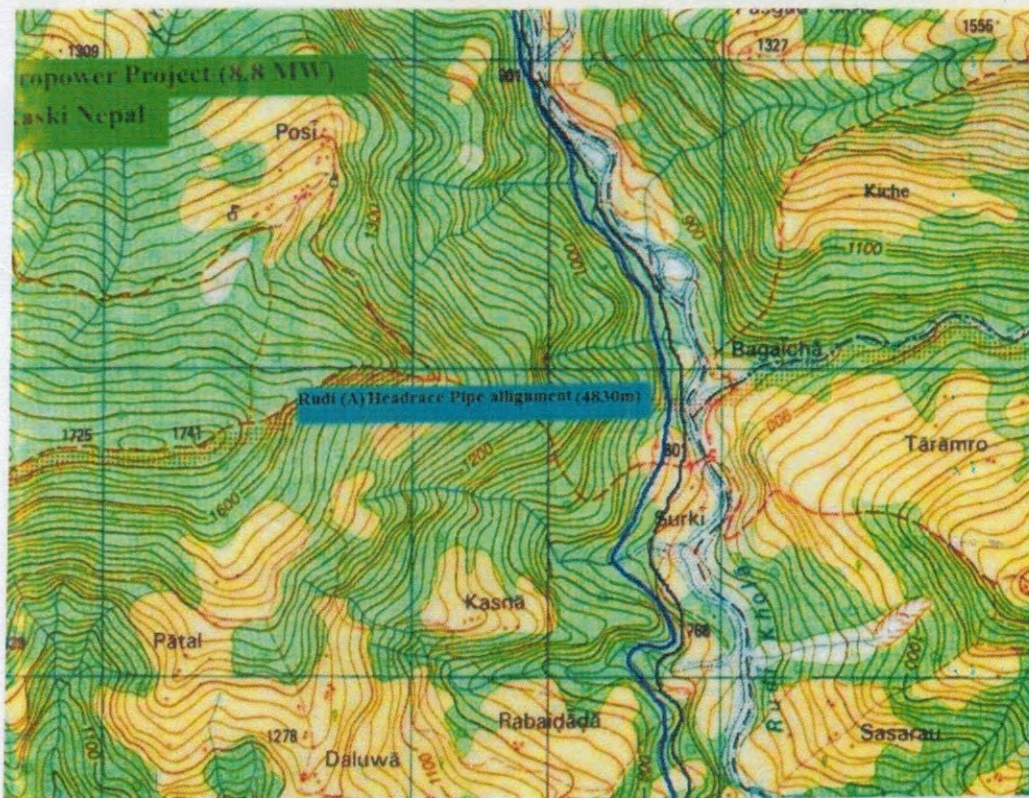
नेपाल विद्युत प्राधिकरण



पेज (२०)

बिन्दवासिनी हाईड्रोपावर डेभलपमेन्ट कम्पनी प्रा.लि.





[Handwritten signature]

